TUMSAT-OACIS Repository - Tokyo

University of Marine Science and Technology

(東京海洋大学)

海底電力ケーブルを活用した再生可能エネルギーの導入拡大に関する研究

メタデータ	言語: jpn 出版者: 公開日: 2020-11-18 キーワード (Ja): キーワード (En): 作成者: 市村, 将太 メールアドレス: 所属:
URL	https://oacis.repo.nii.ac.jp/records/2030

博士学位論文

海底電力ケーブルを活用した
再生可能エネルギーの導入拡大に関する研究

2020 年度

（2020 年 9 月）

市村　将太

博士学位論文

海底電力ケーブルを活用した
再生可能エネルギーの導入拡大に関する研究

2020 年度

（2020 年 9 月）

市村　将太

目次

第 1 章　序論 …… 1

第 2 章　通信と電力の海底ケーブルの類似性と独自性 …… 2
第 1 節　通信と電力の海底ケーブルの実績と動向 ……2
第 2 節　通信と電力の海底ケーブルの比較 ……10
参考文献 ……12

第 3 章　発電船に使用する海底電力ケーブル ……13
第 1 節　検討条件及び計算方法 ……14
第 2 節　計算結果及び検討結果 ……15
第 3 節　実用化へ向けた課題 ……19
参考文献 ……22

第 4 章　地域間連系線と再生可能エネルギー ……23
第 1 節　各電力エリアにおける揚水発電の運用の現状 ……23
第 2 節　地域間連系線の活用による揚水発電の運用の提案 ……33
第 3 節　地域間連系線の間接送電権と太陽光発電 ……49
参考文献 ……62

第 5 章　洋上風力発電 ……65
第 1 節　政策の概要と懸案事項 ……65
第 2 節　拠点港に関する展望と課題 ……67
第 3 節　移動式の浮体式洋上風力発電 ……79
参考文献 ……89

第 6 章　国際送電網 ……91
第 1 節　JPH(Japan Power Highway) ……91
第 2 節　アジア国際送電網(日露・日韓ルート) ……106
第 3 節　日本と韓国による共同の洋上風力発電所 ……113
第 4 節　九州-沖縄-台湾連系線 ……149
参考文献 ……164

第 7 章　結論 ……167

図表一覧

第 2 章

図 2-1 日本近海における通信用の海底ケーブル ---------- 3
図 2-2 Google が参画するプロジェクト ---------- 3
図 2-3 欧州における電力の国際送電網 ---------- 4
図 2-4 日本国内における送電網 ---------- 5
図 2-5 北本連系設備・北斗今別直流幹線 ---------- 6
図 2-6 阿南紀北直流幹線 ---------- 7
図 2-7 本四連系線 ---------- 7
図 2-8 関門連系線 ---------- 7
図 2-9 日本における地域間連系線の状況 ---------- 8
図 2-10 日本とロシアの国際連系線のルート案 ---------- 9
図 2-11 日本と韓国の国際連系線のルート案 ---------- 9
図 2-12 ノルドストリーム 2 ----------11

表 2-1 通信と電力の海底ケーブルの特性比較 ----------10

第 3 章

図 3-1 ケーブル形状（全体） ----------16
図 3-2 ケーブル形状（拡大） ----------16
図 3-3 ケーブル曲率（全体） ----------17
図 3-4 ケーブル曲率（拡大） ----------17
図 3-5 ケーブル角度（全体） ----------18
図 3-6 ケーブル角度（拡大） ----------18
図 3-7 LNG 火力発電所(例) ----------19
図 3-8 変電所設備(例) ----------20
図 3-9 海底電力ケーブル引留め装置(例) ----------20

表 3-1 カテナリー形状の計算結果 ----------15

第 4 章

図 4-1 1970-2014 年の日本における揚水発電(PHES)及び原子力の設備容量 ----------24
図 4-2 日本の各地域の可変再生可能エネルギー(VRE)及び原子力の設備容量 ----------24
図 4-3 九州エリアにおける 1 時間あたりの PHES の比に対する VRE の比 ----------26
図 4-4 関西エリアにおける 1 時間あたりの PHES の比に対する VRE の比 ----------27
図 4-5 中部エリアにおける 1 時間あたりの PHES の比に対する VRE の比 ----------27

図 4-6 九州エリアにおける 1 日あたりの PHES の比に対する VRE の比 ----------28
図 4-7 関西エリアにおける 1 日あたりの PHES の比に対する VRE の比 ----------29
図 4-8 中部エリアにおける 1 日あたりの PHES の比に対する VRE の比 ----------29
図 4-9 九州エリアにおける需要と供給のバランス(2018 年 5 月 3 日) ----------30
図 4-10 関西エリアにおける需要と供給のバランス(2018 年 7 月 8 日) ----------31
図 4-11 中部エリアにおける需要と供給のバランス(2018 年 2 月 18 日) ----------31
図 4-12 再生可能エネルギーの導入量の推移 ----------34
図 4-13 九州エリアの 2016 年 4 月から 2019 年 5 月における需給バランス ----------36
図 4-14 九州エリアにおける一週間のうちの出力抑制実施日数 ----------36
図 4-15 地域間連系線の全体像 ----------37
図 4-16 世界各国における PHES の導入量 ----------38
図 4-17 日本における PHES 導入量の推移 ----------39
図 4-18 各エリアにおける原子力発電と揚水発電の導入量 ----------40
図 4-19 PHES の従来の運用方法 ----------41
図 4-20 九州エリアの 2019 年 5 月 2 日から 8 日における需給バランス ----------43
図 4-21 九州エリアから中国エリアの地域間連系線の
2019 年 5 月 2 日から 8 日おける容量と潮流 ----------43
図 4-22 中国エリアの 2019 年 5 月 2 日から 8 日における
揚水発電の汲み上げに関する運用と容量 ----------45
図 4-23 中国エリアの 2019 年 5 月 2 日から 8 日における
揚水発電の発電に関する運用と容量 ----------45
図 4-24 中国エリアの 2019 年 5 月 2 日から 8 日におけるエリアプライス ----------47
図 4-25 中国エリアの 2019 年 5 月 2 日から 8 日におけるエリアプライス
(デュレーションカーブ) ----------47
図 4-26 地域間連系線の運用(2018 年 9 月まで) ----------50
図 4-27 地域間連系線の運用(2018 年 10 月より) ----------50
図 4-28 間接送電権の売り入札量 ----------53
図 4-29 間接送電権の約定価格 ----------53
図 4-30 間接送電権の約定量 ----------54
図 4-31 間接送電権の約定率 ----------54
図 4-32 間接送電権の完全約定率 ----------55
図 4-33 間接送電権の約定額 ----------55
図 4-34 1 週間の累計エリア間値差(+側) ----------57
図 4-35 1 週間の累計エリア間値差(-側) ----------57
図 4-36 1 週間の清算金額 ----------58
図 4-37 32 週間の累計清算金額 ----------58
図 4-38 エリア間値差と太陽光発電 ----------59

図 4-39 地域間連系線の増強と市場分断 ----------60

表 4-1 優先給電ルール ----------35
表 4-2 中国エリアにおける揚水発電 ----------44

第 5 章

図 5 -1 太陽光発電の導入量 ----------68
図 5-2 風力発電の導入量 ----------68
図 5-3 風力発電の導入予測 ----------69
図 5-4 洋上風力発電の環境影響評価 ----------70
図 5-5 促進区域の指定へ向けた有望な区域で想定される設備容量 ----------72
図 5-6 石炭火力発電所の写真(ブレイトンポイント) ----------74
図 5-7 洋上風力発電の拠点港への転換例 ----------74
図 5-8 Hywind Scotland プロジェクト ----------80
図 5-9 長崎県五島市沖プロジェクト ----------81
図 5-10 福島県沖プロジェクト ----------81
図 5-11 北九州市沖プロジェクト ----------82
図 5-12 風力発電の導入量の目標値の推移 ----------82
図 5-13 毎月の平均風速の季節依存(モデル化前の例) (a) 日本海側(秋田県能代市沖)-----84
図 5-13 毎月の平均風速の季節依存(モデル化前の例) (b) 太平洋側(岩手県宮古市沖)-----84
図 5-14 想定する候補地と距離 ----------85
図 5-15 風況の季節依存(モデル化後) ----------85
図 5-16 風車の性能(パワーカーブ) ----------86
図 5-17 浮体式風車の曳航(イメージ) ----------87

表 5-1 促進区域の指定に向けて有望な区域 ----------71
表 5-2 拠点港と 2030 年へ向けた風力発電の導入スケジュール ----------75
表 5-3 既存の火力発電所の解体費用 ----------77
表 5-4 用船費用 ----------77
表 5-5 費用便益分析 ----------78
表 5-6 浮体式風車の移動費用等(1 年あたり) ----------87
表 5-7 設備利用率と売電収入(1 年あたり) ----------88

第 6 章

図 6-1 Japan Information Highway (JIH) ----------92
図 6-2 再エネ海域利用法の概要 ----------93
図 6-3 SAPEI プロジェクトのルートプロファイル ----------95

図 6-4 XLPE ケーブルの例(単芯) ----------96
図 6-5 大水深用の VLS(左)と通常の HLS(右)との比較 ----------97
図 6-6 VLS を実装した海底ケーブル敷設船 ----------97
図 6-7 日本の洋上風力のポテンシャル ---------- 100
図 6-8 JPH の陸揚げ地点とルート ---------- 101
図 6-9 各区間の水深 ---------- 102
図 6-10 感度分析による IRR のトルネードチャート ---------- 105
図 6-11 日露連系のルート選定 ---------- 108
図 6-12 日韓連系のルート選定 ---------- 108
図 6-13 日本のエネルギーミックス ---------- 114
図 6-14 洋上風力発電の環境アセスメント ---------- 114
図 6-15 持続可能な開発目標(SDGs) ---------- 115
図 6-16 COP25 で日本が受賞した化石賞 ---------- 116
図 6-17 千葉県における鉄塔倒壊 ---------- 117
図 6-18 ブラックアウトに至るまでの北本連系線の潮流 ---------- 117
図 6-19 アジアスーパーグリッド ---------- 118
図 6-20 North Sea Wind Power Hub Programme ---------- 119
図 6-21 プロジェクト概要 ---------- 120
図 6-22 洋上風力発電所の建設費の推移 ---------- 122
図 6-23 IRR のトルネードチャート ---------- 126
図 6-24 韓国ウォンの日本円での推移(2019 年) ---------- 128
図 6-25 日本と韓国の市場価格の推移(2019 年) ---------- 128
図 6-26 当該地域の風況(海面高 140m) ---------- 129
図 6-27 当該地域近傍の実風況データ（a）風配図 ---------- 130
図 6-27 当該地域近傍の実風況データ（b）風速階級別出現頻度 ---------- 130
図 6-27 当該地域近傍の実風況データ（c）風速の季節変化 ---------- 131
図 6-27 当該地域近傍の実風況データ（d）風速の鉛直分布 ---------- 131
図 6-28 風車の性能(パワーカーブ) ---------- 133
図 6-29 風車の月依存モデル ---------- 133
図 6-30 風速出現頻度及び時間数（a) 1 月のモデル ---------- 134
図 6-30 風速出現頻度及び時間数（b) 2 月のモデル ---------- 134
図 6-30 風速出現頻度及び時間数（c) 3 月のモデル ---------- 135
図 6-30 風速出現頻度及び時間数（d) 4 月のモデル ---------- 135
図 6-30 風速出現頻度及び時間数（e) 5 月のモデル ---------- 136
図 6-30 風速出現頻度及び時間数（f) 6 月のモデル ---------- 136
図 6-30 風速出現頻度及び時間数（g) 7 月のモデル ---------- 137
図 6-30 風速出現頻度及び時間数（h) 8 月のモデル ---------- 137

図 6-30 風速出現頻度及び時間数（i) 9 月のモデル ---------- 138
図 6-30 風速出現頻度及び時間数（j) 10 月のモデル ---------- 138
図 6-30 風速出現頻度及び時間数（k) 11 月のモデル ---------- 139
図 6-30 風速出現頻度及び時間数（l) 12 月のモデル ---------- 139
図 6-31 各 Case における検討結果（a）風速 ---------- 141
図 6-31 各 Case における検討結果(b）発電出力 ---------- 142
図 6-31 各 Case における検討結果(c）売電収入 ---------- 142
図 6-32 パワーカーブのパターン ---------- 143
図 6-33 各パワーカーブにおける検討結果（a）風速 ---------- 144
図 6-33 各パワーカーブにおける検討結果（b）発電出力 ---------- 145
図 6-33 各パワーカーブにおける検討結果（c）売電収入 ---------- 145
図 6-34 九州エリアの送電網 ---------- 150
図 6-35 沖縄エリアの送電網 ---------- 151
図 6-36 台湾エリアの送電網 ---------- 152
図 6-37 ルートの概念図（Google Map を基に作成） ---------- 153
図 6-38 各ルートの水深 ---------- 154
図 6-39 九州エリアにおける需給バランス ---------- 158
図 6-40 沖縄エリアにおける需給バランス ---------- 158
図 6-41 台湾エリアにおける電源構成の推移 ---------- 159
図 6-42 台湾エリアにおける需給予測 ---------- 159
図 6-43 風速出現頻度及び時間数 ---------- 161
図 6-44 パワーカーブ ---------- 161

表 6-1 洋上風力発電の有望な促進区域 ----------94
表 6-2 海底ケーブルと交直変換機の建設費単価 ----------98
表 6-3 各エリアのポテンシャルと 2030 年のターゲット ---------- 100
表 6-4 各区間の距離と建設費 ---------- 101
表 6-5 投資回収に関するパラメータ ---------- 103
表 6-6 感度分析に使用したパラメータ ---------- 104
表 6-7 建設費単価 ---------- 110
表 6-8 日露連系建設費の全体像(国内ルート含む) ---------- 110
表 6-9 日韓連系建設費の全体像(国内ルート含む) ---------- 110
表 6-10 日露ルート 売電モデル試算結果(単位 IRR%) ---------- 112
表 6-11 日韓ルート 売電モデル試算結果(単位 IRR%) ---------- 112
表 6-12 建設費の総額 ---------- 122
表 6-13 価格を固定した取引 ---------- 123
表 6-14 感度分析の設定値 ---------- 125

表 6-15 感度分析の結果 ---------- 125
表 6-16 日本と韓国の市場価格 ---------- 129
表 6-17 市場価格を用いた売電収入 ---------- 140
表 6-18 パワーカーブのパターンによる売電収入 ---------- 144
表 6-19 パワーカーブのパターンによる IRR と CF ---------- 146
表 6-20 日本と韓国の設備容量の分担等 ---------- 147
表 6-21 日本と韓国の売電収入及び IRR ---------- 148
表 6-22 各ルートの距離と最大水深 ---------- 154
表 6-23 建設費単価 ---------- 155
表 6-24 各ルートの建設費 ---------- 156
表 6-25 風力発電の固定価格買取制度(日本) ---------- 156
表 6-26 検討する連系線のケース ---------- 160
表 6-27 売電収入及び IRR(内部収益率) ---------- 163

用語一覧

1) 再生可能エネルギー：本論文では、特に自然エネルギーである太陽光・風力・水力を利用した発電を指す。
2) 地域間連系線：本論文では、日本において 9 つある電力エリア(沖縄エリアを除く)の隣接エリアを互いに接続する電力系統を指す。
3) 揚水発電：電力供給が電力需要を上回る場合等に汲み上げ運転により上池に貯水し、電力供給が電力需要を下回る場合等に発電運転を行う発電設備である。
4) 拠点港：本論文では、洋上風力発電において建設時に必要になる資材等を集積し組み立て工事を行う船舶へ積み込む港を指す。
5) 国際送電網；国家間で電力を融通する送電網である。
6) 固定価格買取制度(FiT)：再生可能エネルギーによる発電について、発電量当たり一定の価格で長期間固定した価格で電力会社が買い取ることを政府が約束する制度である。電力会社が負担する費用の一部を消費者から賦課金として徴収する。
7) パワーカーブ：発電用の風車において、風速と出力の関係を示したもの。
8) 設備容量：発電設備の大きさを示す値であり、単位は通常 MW(メガワット)等である。
9) 発電量：発電した量を示す値であり、単位は通常 GWh(ギガワットアワー)等である。

Abstract

This doctoral thesis describes the results of research on expanding the introduction of renewable energy using submarine power cables. Renewable energy is being introduced and expanded in Europe and other countries as a measure against climate change and as a cheaper power source. One of the reasons for this is the construction of a power grid using submarine power cables. Therefore, in this paper, after summarizing the current situation regarding the introduction of renewable energy in Japan, it is examined the expansion of the introduction of renewable energy using submarine power cables.

It consists of seven chapters, and the outlines of Chapters 2 to 6 are as follows.

Chapter 2 summarizes the achievements and trends in the submarine telecommunication cable, which is already widely used in Japan. Then, by comparing to the submarine power cable, it is found that similarity and difference points between submarine cables for telecommunication and power.

Next, in Chapter 3, the catenary shape of submarine power cable for power vessel is examined. As a result, it becomes possible to provide an index for the safety of a submarine power cable against heave, pitch and surge of the power vessel.

Then, in Chapter 4, the cross-regional interconnectors among nine electric power areas in Japan are examined with an introduction of renewable energy and pumped hydro energy storage. It becomes possible to reduce the amount of curtailment for solar PV and increase profits based on actual data in the Kyushu area and Chugoku area. Also, the correlation is checked between solar PV generation and the implicit transmission rights for cross-regional interconnectors.

Furthermore, in Chapter 5, regarding the offshore wind power, which has finally begun to be introduced in Japan, a proposal is made for base ports allocating based on the place and project size and so on. It is also proposed to utilize the seasonal dependence of wind speed to enhance the capacity factor for floating offshore wind power.

Finally, Chapter 6 explores the possibilities of interconnector. First, the concept of Japan Power Highway is proposed. It is the submarine power cable network surrounding Japan. And Asia Super Grid concept is introduced. Then a joint offshore wind power project is proposed by Japan and South-Korea. Furthermore, the concept for Kyushu-Okinawa-Taiwan interconnector is proposed. All these 4 proposals are analyzed its route, construction cost and investment recovery.

The results of this research will greatly contribute to the expansion of the introduction of renewable energy using submarine power cables.

第 1 章　序論

本論文は、海底電力ケーブルを活用した再生可能エネルギーの導入拡大に関する研究の成果をまとめたものである。気候変動対策及びより安価な電源として、欧州等で再生可能エネルギーの導入拡大が進んでいる。その理由の一つに、海底電力ケーブルを活用した送電網の構築が挙げられる。そこで、本論文では、日本における再生可能エネルギーの導入について現状をまとめた上で、海底電力ケーブルを活用した再生可能エネルギーの導入拡大を検討する。

全 7 章で構成されており、第 2 章から第 6 章の概要は以下の通りである。

第 2 章では、社会の共有財産である海底の利用として、既に広く利用されている通信分野での実績や動向をまとめ、そして電力分野での実績や動向もまとめる。さらに、それらを比較することにより、電力以外の分野では利用が進んでいるにも関わらず、電力の分野では利用があまりされていないことを示す。

次に、第 3 章では、電力のレジリエンスを高める方法として注目され始めている発電船に関して、これまであまり検討が進んでいない海底電力ケーブルについて、そのカテナリー形状を分析する。これにより、発電船の動揺に対する海底電力ケーブルの安全性について指標を示すことを目標とする。

そして、第 4 章では、日本に 9 つある電力エリアを相互に接続する地域間連系線に関して、再生可能エネルギーの導入と併せて検討し、隣接する電力エリアの揚水発電を有効利用することによって、太陽光発電の出力抑制を緩和し収益を上げることが可能であることを九州・中国エリアの実際のデータに基づき示すことが試みる。また、地域間連系線の間接送電権へ太陽光発電が及ぼす影響も分析する。

さらに、第 5 章では、日本でもようやく本格的に導入が始まってきた洋上風力発電に関して現状を分析すると共に、拠点港に関して導入量の見通しや開発中の案件を考慮した提案を行う。また、浮体式の洋上風力発電を活用した風況の季節依存への対応も示す。

最後に、第 6 章では、国際送電網の可能性を追求する。はじめに、日本列島を海底電力ケーブルで囲む Japan Power Highway 構想を提唱し、そのルート及び建設費と投資回収に関して分析を行い、妥当性を示す。続いて、アジア国際送電網の構想を紹介しながら、課題をまとめる。そして、アジア国際送電網が実施される契機として、日本と韓国による共同の洋上風力発電所を提案し、その建設費と投資回収に関して分析を行う。さらに、九州と沖縄と台湾を相互に結ぶ九州-沖縄-台湾連系線の構想を提唱し、そのルート及び建設費と投資回収に関して分析を行う。これらにより、国際送電網の大きな可能性を具体的にまとめることが出来ると考える。

以上より、海底電力ケーブルを活用することにより再生可能エネルギーの導入拡大が可能であることを示す。

第２章　通信と電力の海底ケーブルの類似性と独自性

国家間で音声や情報等の送受を行う国際通信は、光ファイバを使用した海底ケーブルにより盛んである。その一方で、電力の国家間取引は、日本ではまだ実施されていない。島国である日本は電力の国家間取引も海底ケーブルになると想定するのが妥当である。本章では、通信と電力の海底ケーブルの似ている点や異なる点を整理し、日本における国際送電網について今後の道筋を見出す。

第１節　通信の電力の海底ケーブルの実績と動向

1）通信の海底ケーブル

①　実績

日本近海における通信用の海底ケーブルを図 2-1 に示す[2.1]。これより、幾多の海底ケーブルが日本の様々な場所を陸揚げ地点として海外と接続されていることが分かる。

②　動向

従来、国際通信は各国の国営会社のような組織が独占して行うものであった。例えば、アメリカの AT&T、フランスのアルカテル、そして日本の KDD 等である。しかし、インターネット普及でトラフィックが急激に増加するのに伴い、GAFA(Google・Amazon・Facebook・Apple)等の IT 企業が直接投資を行うプロジェクトが増加してきた。一例として、Google が参画しているプロジェクトを図 2-2 に示す[2.2]。

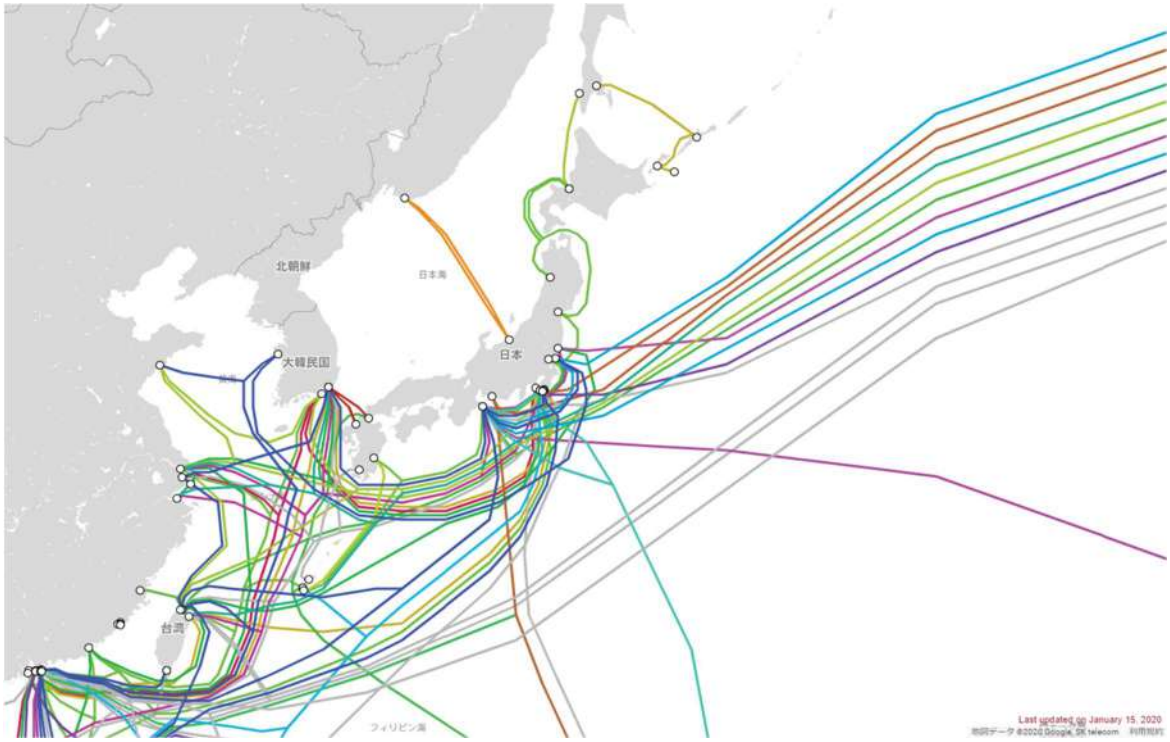


図 2-1 日本近海における通信用の海底ケーブル（出典：Telegraphy）

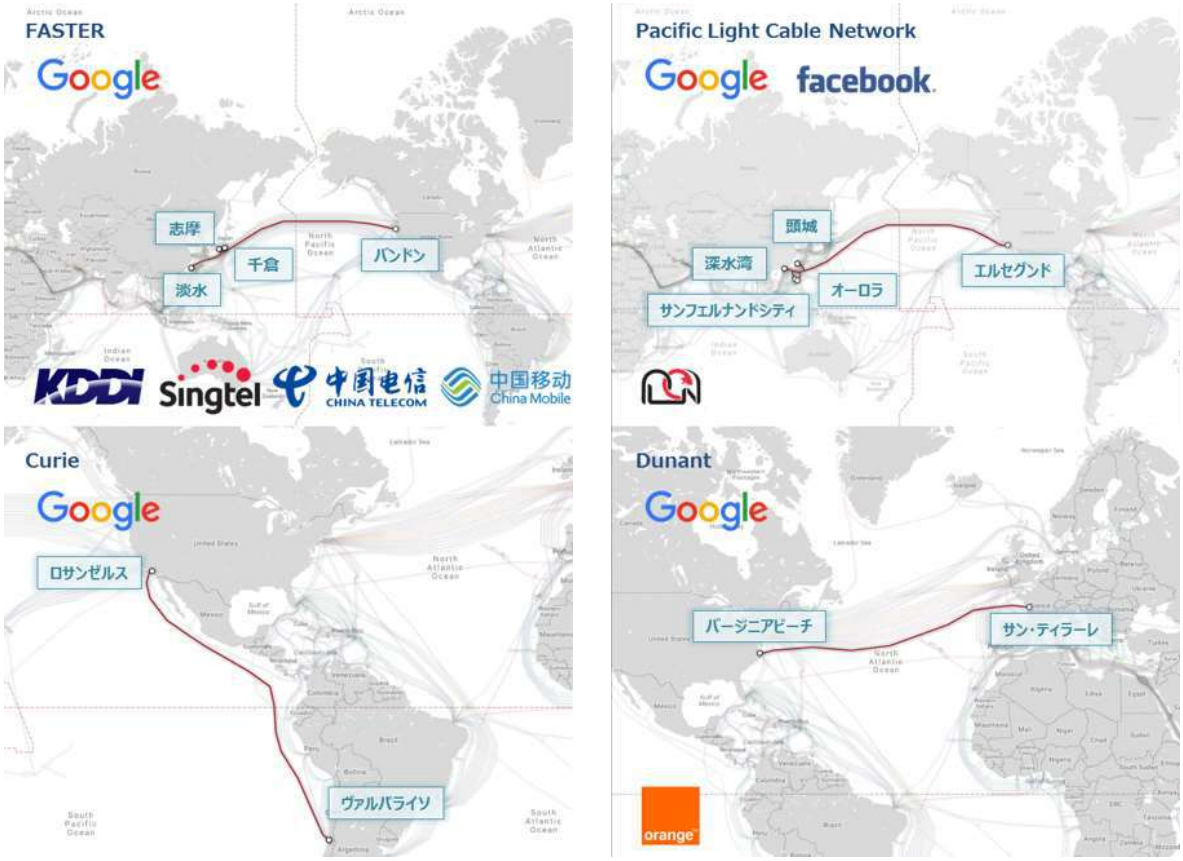


図 2-2 Google が参画するプロジェクト（出典：情報通信総合研究所）

2） 電力の海底ケーブル

① 実績

自然エネルギーによる発電の導入が進む欧州では、既に国家間で電力を融通する為の国際送電網が充実している(図 2-3)[2.3]。陸上での架空線等による接続もさることながら、英国や北欧諸国等、北海やバルト海において電力の海底ケーブルにより接続されている例も多くある。

一方、日本は図 2-4 の通り海外とは全く接続されていない[2.4]。しかし、日本国内に目を向けると、10 個の電力エリアに分かれている中で、沖縄を除く 9 つの電力エリアは地域間連系線により互いに接続されている。特に北海道エリア-東北エリア、関西エリア-四国エリア、中国エリア-四国エリア、中国エリア-九州エリアは海をまたいでいる。

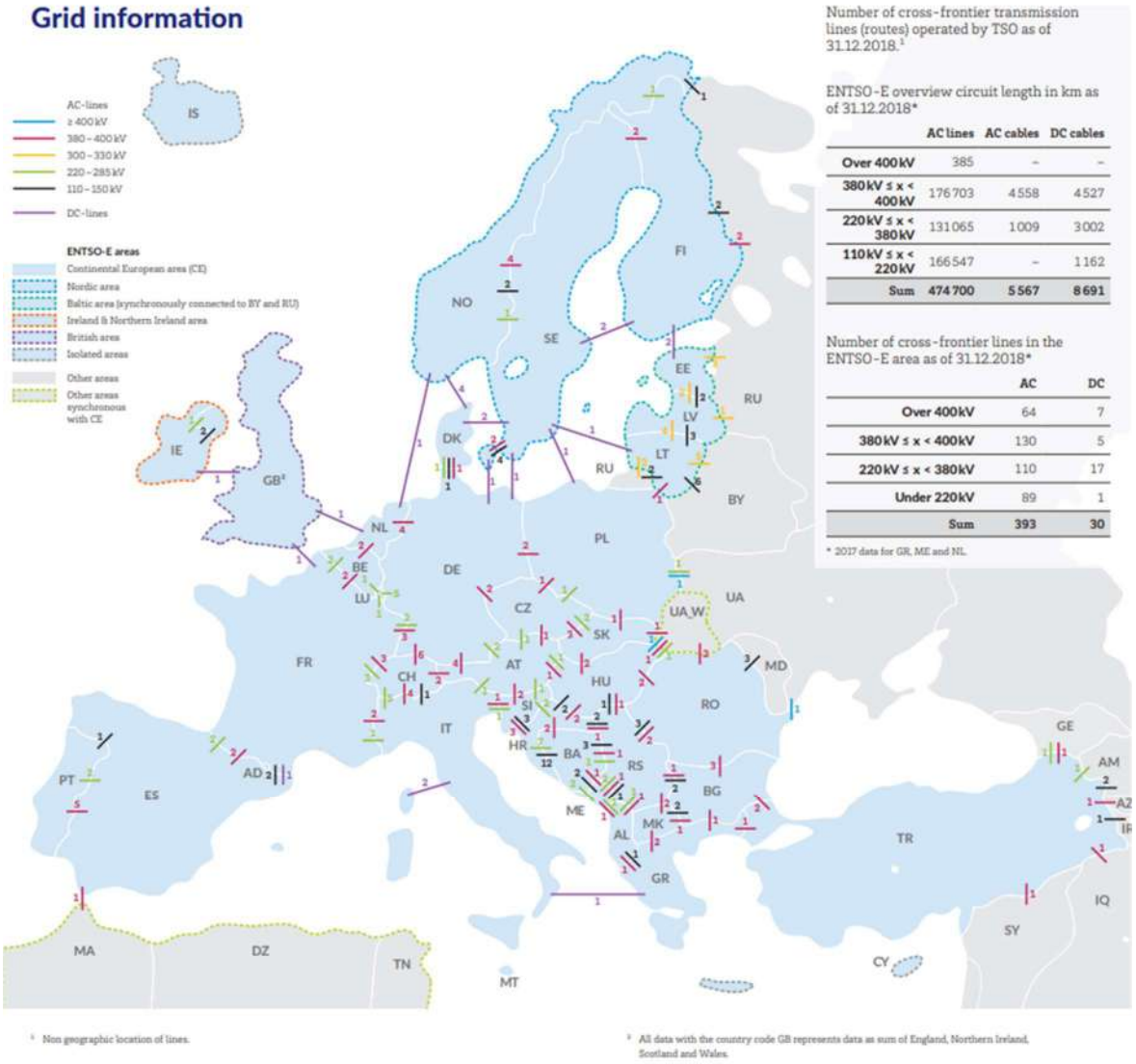


図 2-3 欧州における電力の国際送電網（出典：ENTSO-E）



図 2-4 日本国内における送電網（出典：OCCTO）

北海道エリアと東北エリアを結ぶ北本連系設備・北斗今別直流幹線を図 2-5 に示す[2.5]。既設ルートである北本連系設備は約 43km の海底ケーブルにより接続されているが、2019 年 3 月に増強された北斗今別直流幹線は青函トンネルを利用している。なお、所有者は、北本連系設備は電源開発で、北斗今別直流幹線は北海道電力である。ともに直流で、それぞれ 0.6GW 及び 0.3GW の送電容量である。

関西エリアと四国エリアを結ぶ阿南紀北直流幹線を図 2-6 に示す[2.6]。紀伊水道を横断する 46.5km は海底ケーブルである。所有者は、関西電力・四国電力・電源開発である。直流で送電容量は 1.4GW である。

中国エリアと四国エリアを結ぶ本四連系線を図 2-7 に示す[2.7]。瀬戸内海を瀬戸大橋に添架することによりルートを確保している。所有者は、電源開発である。交流で、送電容量は 2.4GW である。

中国エリアと九州エリアを結ぶ関門連系線を図 2-8 に示す[2.8]。関門海峡をまたぐ架空線で、鉄塔間の距離は約 1km である。所有者は、電源開発である。交流で、送電容量は約 5.6GW である。

日本における地域間連系線の状況を図 2-9 に示す[2.9]。これより、各エリアの位置や需要等によって地域間連系線の運用容量が決定されていることが分かる。



図 2-5 北本連系設備・北斗今別直流幹線（出典：OCCTO）

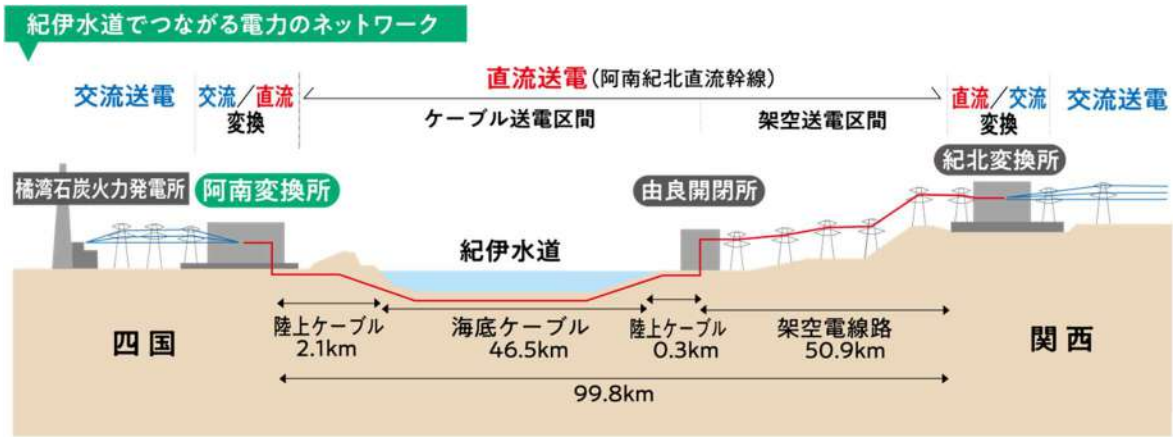


図 2-6 阿南紀北直流幹線（出典：四国電力）

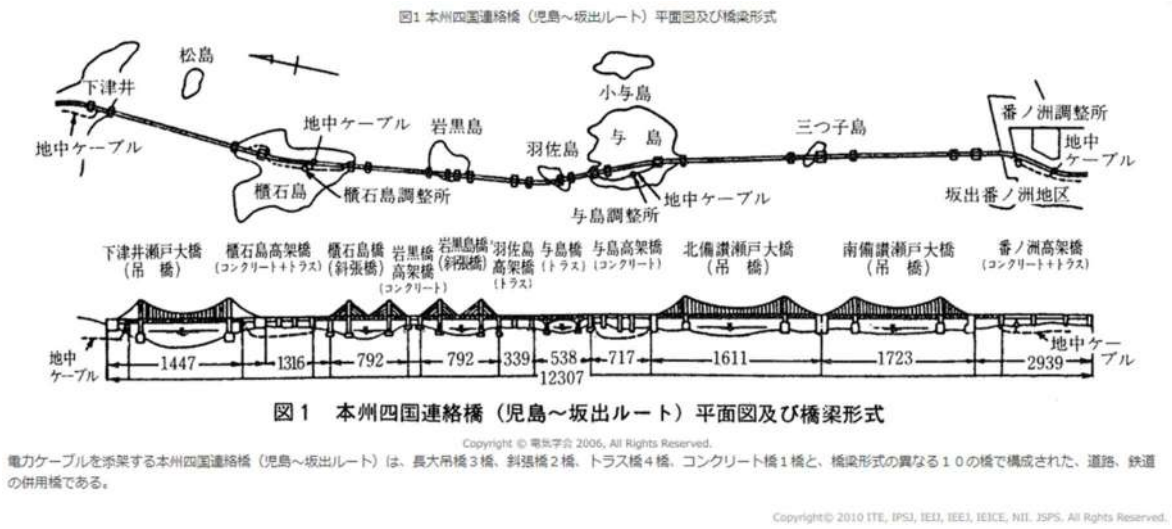


図１　本州四国連絡橋（児島～坂出ルート）平面図及び橋梁形式

Copyright © 電気学会 2006, All Rights Reserved.

電力ケーブルを添架する本州四国連絡橋（児島～坂出ルート）は、長大吊橋３橋、斜張橋２橋、トラス橋４橋、コンクリート橋１橋と、橋梁形式の異なる１０の橋で構成された、道路、鉄道の併用橋である。

Copyright© 2010 ITE, IPSJ, IEIJ, IEEJ, IEICE, NII, JSPS. All Rights Reserved.

図 2-7 本四連系線（出典：卓越研究データベース）

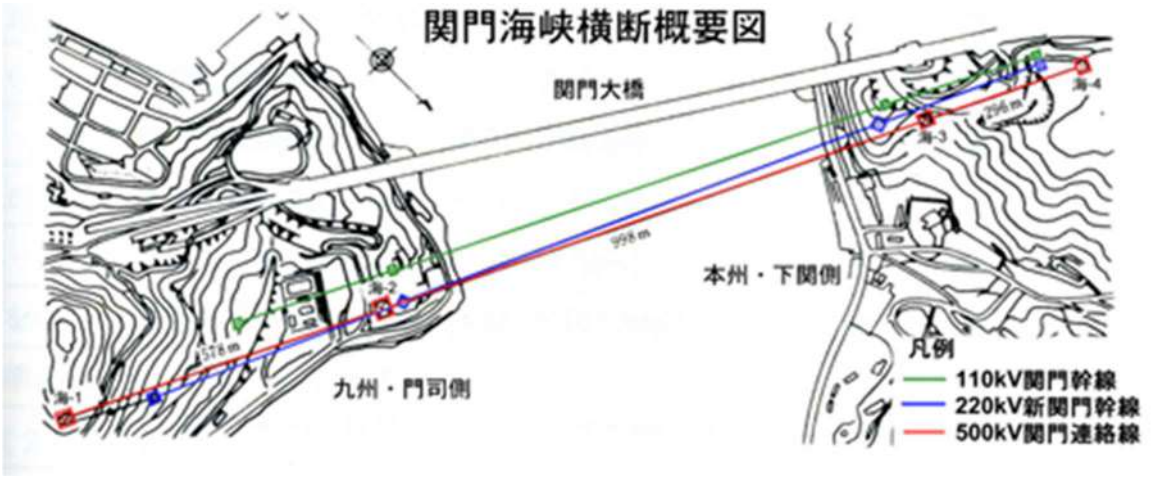


図 2-8 関門連系線（出典：工学気象研究所）

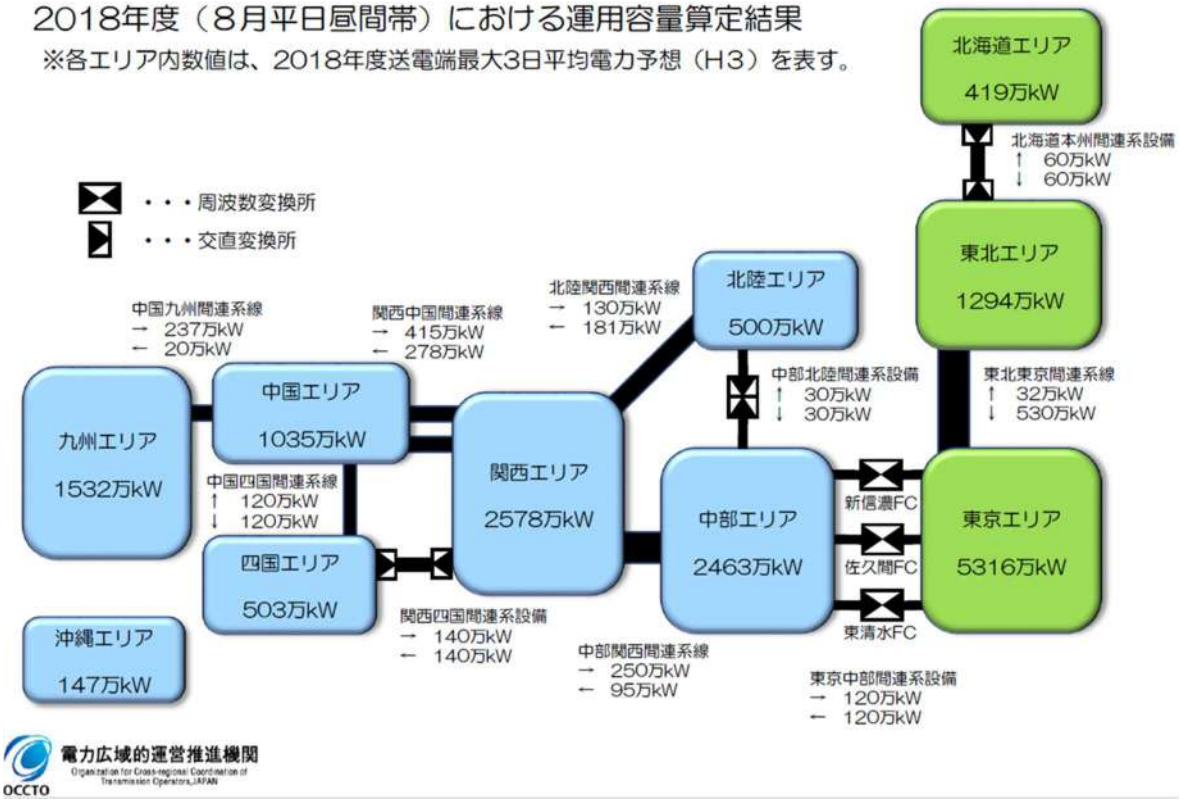


図 2-9 日本における地域間連系線の状況（出典：OCCTO）

② 動向

日本における国際送電網の検討に関して、日本とロシア及び日本と韓国をそれぞれ接続した場合のルート案を図 2-10 及び図 2-11 にそれぞれ示す[2.10]。この案は、公益財団法人自然エネルギー財団が事務局を務めるアジア国際送電網研究会の第 2 次報告書に掲載されている。公益財団法人自然エネルギー財団は、ソフトバンクグループ会長兼社長の孫正義氏が東日本大震災後に私的に設立した団体である。

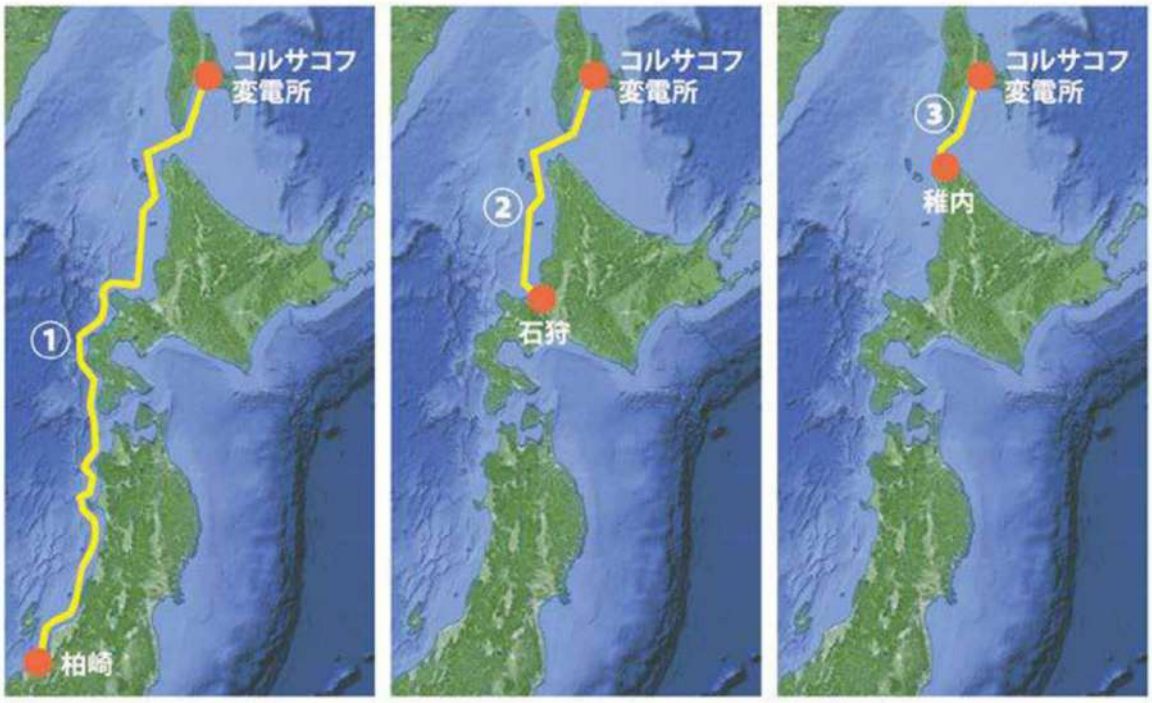


図 2-10 日本とロシアの国際連系線のルート案（出典：自然エネルギー財団）

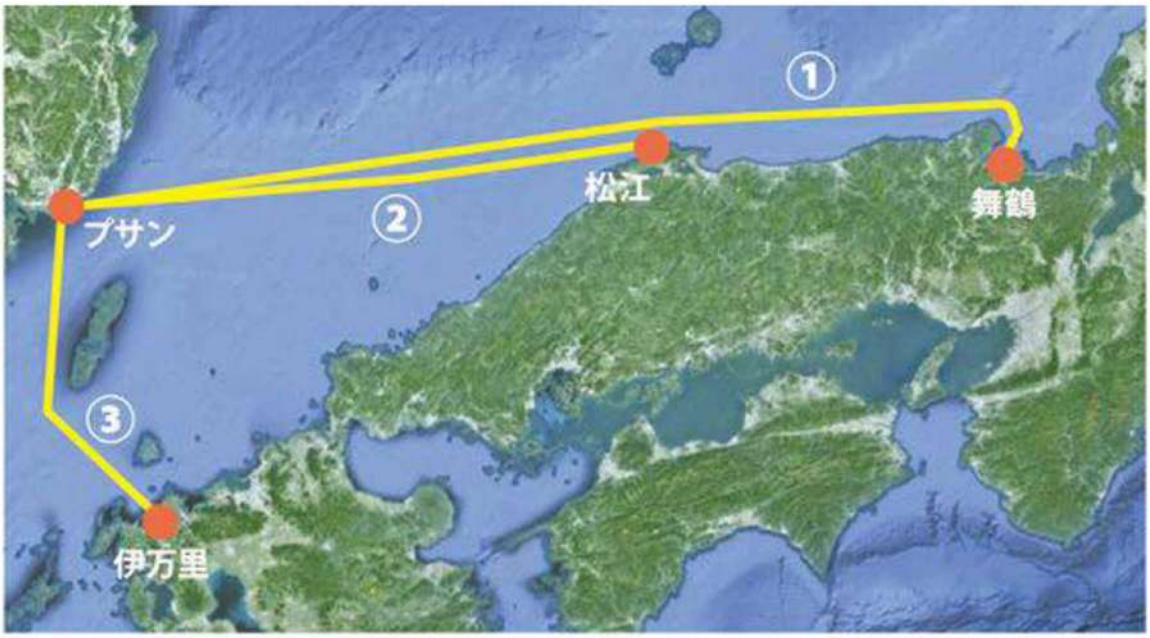


図 2-11 日本と韓国の国際連系線のルート案（出典：自然エネルギー財団）

第２節　通信の電力の海底ケーブルの比較

通信と電力の海底ケーブルを比較することにより、電力の海底ケーブルで日本と海外がつながる為に必要なことを分析する。

通信と電力の海底ケーブルの特性を比較した結果を表 2-1 に示す。距離・水深・重量[2.11], [2.12]には差があり、これがルート選定の際に影響することが考えられる。その一方で、方向・同時性には差が無く、同じ特性を持った海底インフラと言えるのではないか。また、参加者について、通信では通信会社から IT 企業へ変わってきているが、電力は現状電力会社のみが想定されるものの、変革が必要である。

表 2-1 通信と電力の海底ケーブルの特性比較

	通信		電力	
距離	長距離	10,000km以上	中距離	数100kmまで
水深	深海	数1,000m以深	浅海	数100mまで
重量	軽い	数kgf/m	重い	数十kgf/m
内容	デジタルデータ		電気エネルギー	
方向	双方向		双方向	
同時性	保存可能(記録)		保存可能(蓄電)	
参加者	通信会社からIT企業へ		電力会社(現状)	

通信や電力以外の海底インフラとして、海底ガスパイプラインがある。現在建設中であるロシアとドイツを接続するノルドストリーム２のルートを図 2-12 に示す[2.13]。ガスはロシアからドイツへの片方向への流れを前提としており、また、このプロジェクトの動機はウクライナを経由しない為という、極めて政治的な理由であると言われており、通信や電力の双方向の内容とは異なる。

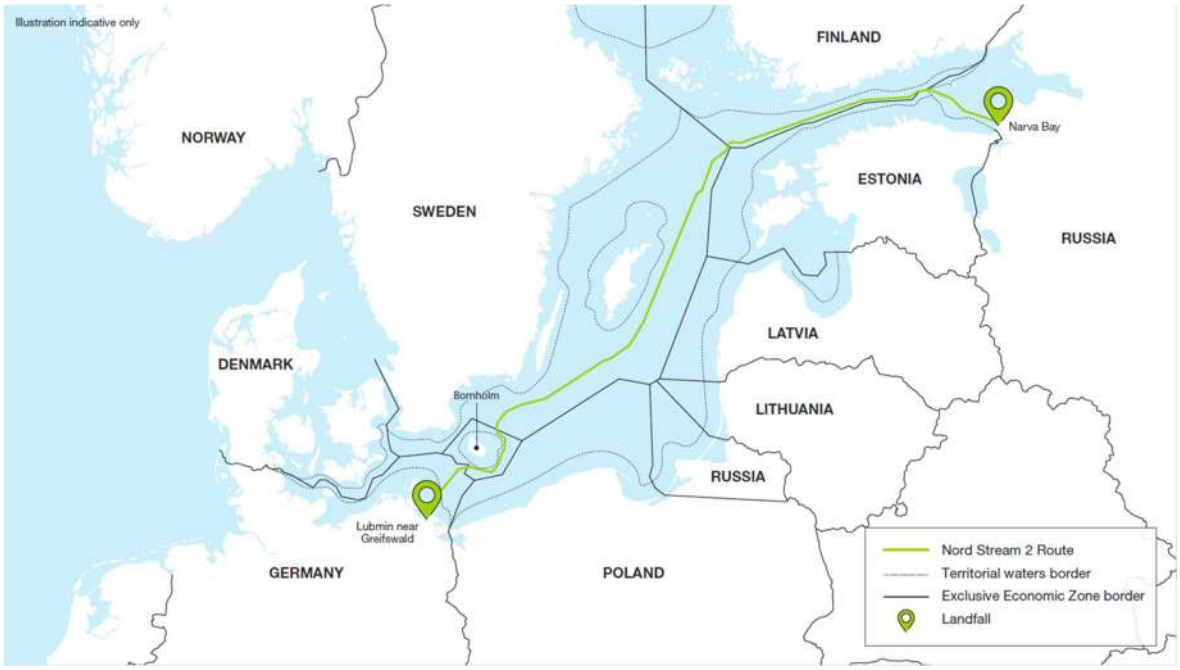


図 2-12 ノルドストリーム２（出典：Nord Stream 2）

本章では、海底ケーブルについて、通信と電力の比較を行った。これより、相似性が非常に高いことが確認された。また、独自性はあるものの、それが日本において電力の国際送電網を構築する障害になるわけではないことも判明した。今後、日本が海外と電力の取引を行うことを期待する。

参考文献

[2.1] Telegraphy, Submarine Cable Map https://www.submarinecablemap.com/
[2.2] 情報通信総合研究所、Google が参画するプロジェクト https://www.icr.co.jp/newsletter/wtr356-20181127-ogawa.html
[2.3] ENTSO-E, “STATISTICAL FACTSHEET 2018” https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2018_web.pdf
[2.4] 電力広域的運営推進機関(OCCTO)、日本国内における送電網 https://www.occto.or.jp/occto/about_occto/anteikyokyu.html
[2.5] 電力広域的運営推進機関(OCCTO)、北本連系設備・北斗今別直流幹線 https://www.occto.or.jp/iinkai/hokkaido_kensho/files/hokkaido_kensho_03_03_1.pdf
[2.6] 四国電力、阿南紀北直流幹線 https://www.yonden.co.jp/cnt_landl/1907/promenade.html
[2.7] 世界初の 500kV OF ケーブル長距離橋梁添架技術の実用化、本四連系線 https://dbnst.nii.ac.jp/pro/detail/588
[2.8] 500kV 海峡横断送電線、関門連系線 http://overhead-tml.net/tml2/kaikyou-oudan.html
[2.9] 電力広域的運営推進機関(OCCTO)、日本における地域間連系線の状況 https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2017/files/2017_B1_2_18_27unyouyouryou.pdf
[2.10] 自然エネルギー財団、アジア国際送電網研究会 第 2 次報告書 https://www.renewable-ei.org/activities/reports/20180614.html
[2.11] OCC https://www.occjp.com/jp/products/optical/seabed/sc300.html
[2.12] BritNed https://www.britned.com/more-facts-and-figures/
[2.13] ノルドストリーム 2 https://www.nord-stream2.com/en/pdf/document/125/

第３章　発電船に使用する海底電力ケーブル

発電を船上で行う発電船に関して、近年様々な案が造船会社や重工業各社から発表されている[3.1], [3.2], [3.3]。これらによると、発電方式は、液化天然ガス(LNG)による火力発電で、発電規模は 10〜25 万 kW 程度である。これは、新興国の主に島しょにおけるディーゼル発電の代替となるだけでなく、大地震による津波等で被災した場所への緊急電力としても供給することが可能である。それだけでなく、陸上での火力発電所と比較して、土木工事や環境アセスメントが不要になる利点がある。

一方、船上で発電した電力をどのように陸へ供給するかに関しては、今まであまり研究が進んでおらず、大きな課題となっている。そこで、本章では船体の運動が海底電力ケーブルのカテナリー形状へ与える影響を定量的に評価する。なお、今回の検討は船体の静的な運動についてのみ検討しており、動的な運動については考慮していない。

安定した電力供給を継続し、電力レジリエンスを高めることが出来るよう、海底電力ケーブルの安全性を確保する確認方法を確立すると共に、今後の実用化へ向けた課題もまとめる。

第 1 節　検討条件及び計算方法

1）検討条件

発電船が水深 20m の場所で投錨すると想定し、海底電力ケーブルの船体端から海底の着底点までの水平距離を 30m とした。この基本状態からの変化として、上下揺(Heave)と縦揺(Pitch)を合わせた鉛直方向 z と前後揺(Surge)の水平方向 x の各変位をそれぞれ±5m として、その組合せにより海底電力ケーブルのカテナリー形状の変化を検討する。

2）計算方法

カテナリー形状の算出に際し、以下の双曲線関数を用いた。

$$L = 2C \times \sinh(S/2C)$$
$$D = C(\cosh(S/2C)-1)$$

ケーブル長：L[m]
たるみ：D[m]
ケーブルの水平張力：T[N]
ケーブルの単位重量：W[N/m]
カテナリー数：C=T/W
径間：S[m]

また、各パラメータは、一般的な海底電力ケーブルの値として、以下の通りとした。

- ケーブル単位重量 W：50[kgf/m](490[N/m])
- カテナリー数 C：25[m](基本状態時)
- ケーブルの水平張力 T：1.25[tf](基本状態時)
- 検討ケーブル長 L：178[m](全ケース一定)

第２節　計算結果及び検討結果

1）計算結果

前述の通り、基本状態時に対して鉛直方向 z に±5m 及び水平方向 x に±5m の組み合わせで、計 9 通りに対して計算を行った。その結果を表 3-1 に示す。

なお、計算は基本状態時のケーブル長を維持するようにカテナリー形状のたるみ及び着底点を算出した。

表 3-1 カテナリー形状の計算結果（単位 m）

ケース	1	2	3	4	5	6	7	8	9
z方向変位	0	-5	5	0	0	-5	-5	5	5
x方向変位	0	0	0	-5	5	-5	5	-5	5
着底点変位	0	16	-20	13	-66	22	-20	1	-125
C=T/W	25	9	53	6	258	1	103	15	516

2）検討結果

カテナリー形状の計算結果に対して、形状及び曲率・角度に関して考察する。

ケーブル形状を図 3-1,3-2 に、ケーブル曲率を図 3-3,3-4 に、ケーブル角度を図 3-5,3-6 にそれぞれ示す。

図 3-1,3-2 のケーブル形状に関して、x のマイナス方向への船体移動に対するケーブル形状の変化が大きい。

図 3-3,3-4 のケーブル曲率に関して、ケーブル形状の考察で判明した通り、x のマイナス方向への船体運動に対するケーブル曲率の変化が大きい。一般的にケーブルの最小曲げ半径はケーブル直径の 10～12 倍程度であり、仮にケーブル径を 0.5m と余裕を持って 20 倍とすると最小曲げ半径は 10m となる。ケース 2,4,6 の船体運動がケーブル着底点へ移動する際に厳しい結果となる。

図 3-5,3-6 のケーブル角度に関して、船体から海面へ向かう箇所のケーブルの適切な角度を 50 度までとすると、x のマイナス方向への船体運動に対するケース 4,6 に関して、ケーブル角度が 50 度を超える。また、角度が 20 度以下のケースに関しては、張力の確認及びケーブルに対する側圧の確認等が必要である。

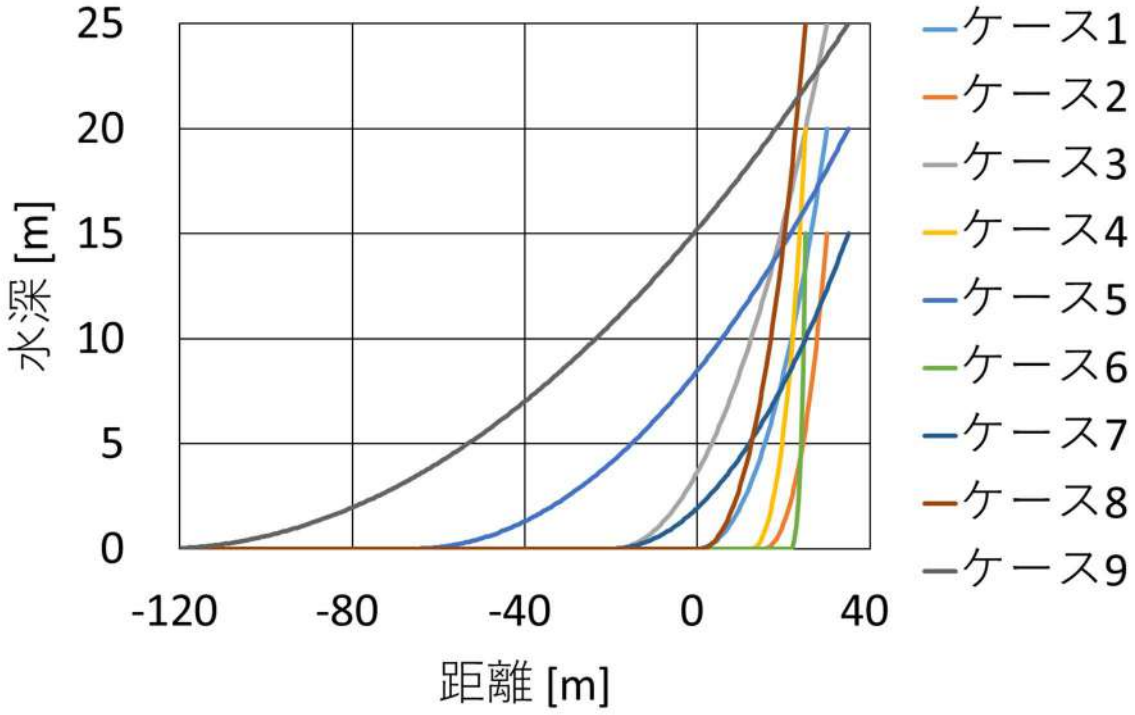


図 3-1 ケーブル形状（全体）

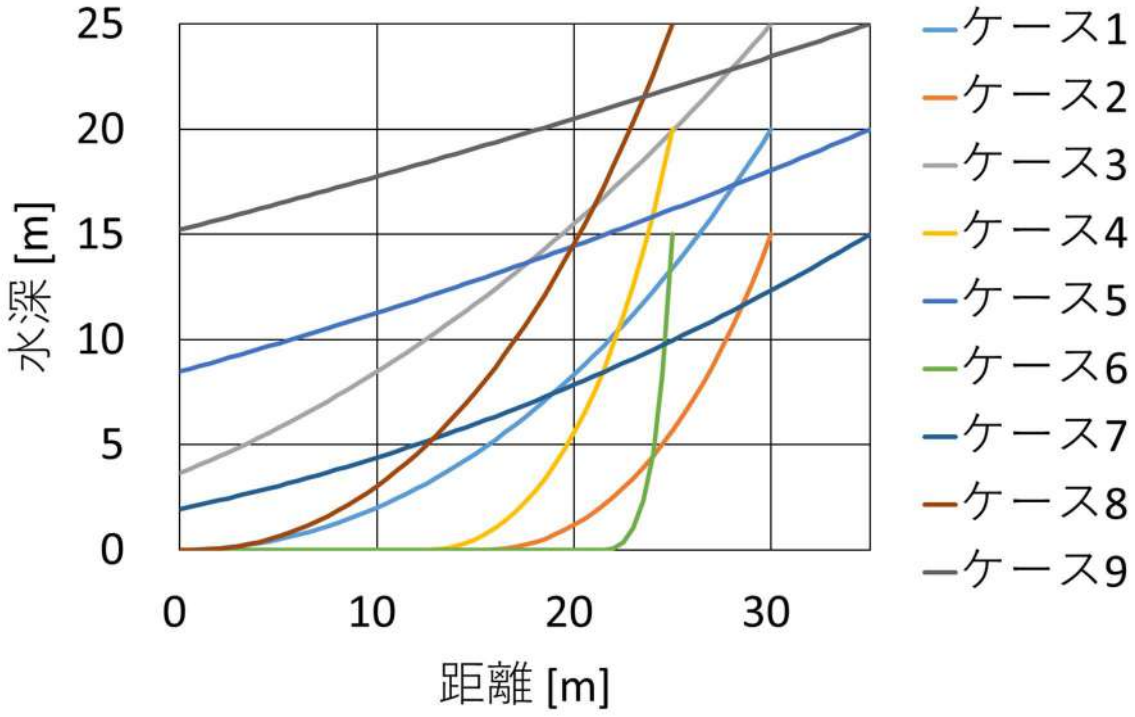


図 3-2 ケーブル形状（拡大）

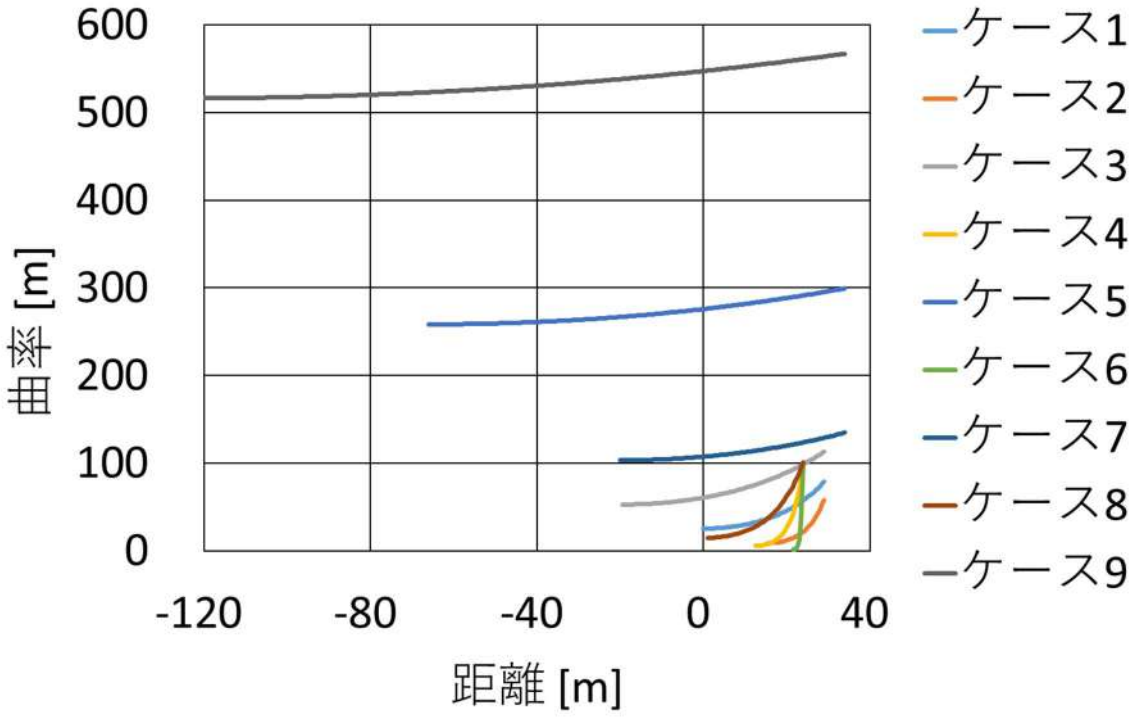


図 3-3 ケーブル曲率（全体）

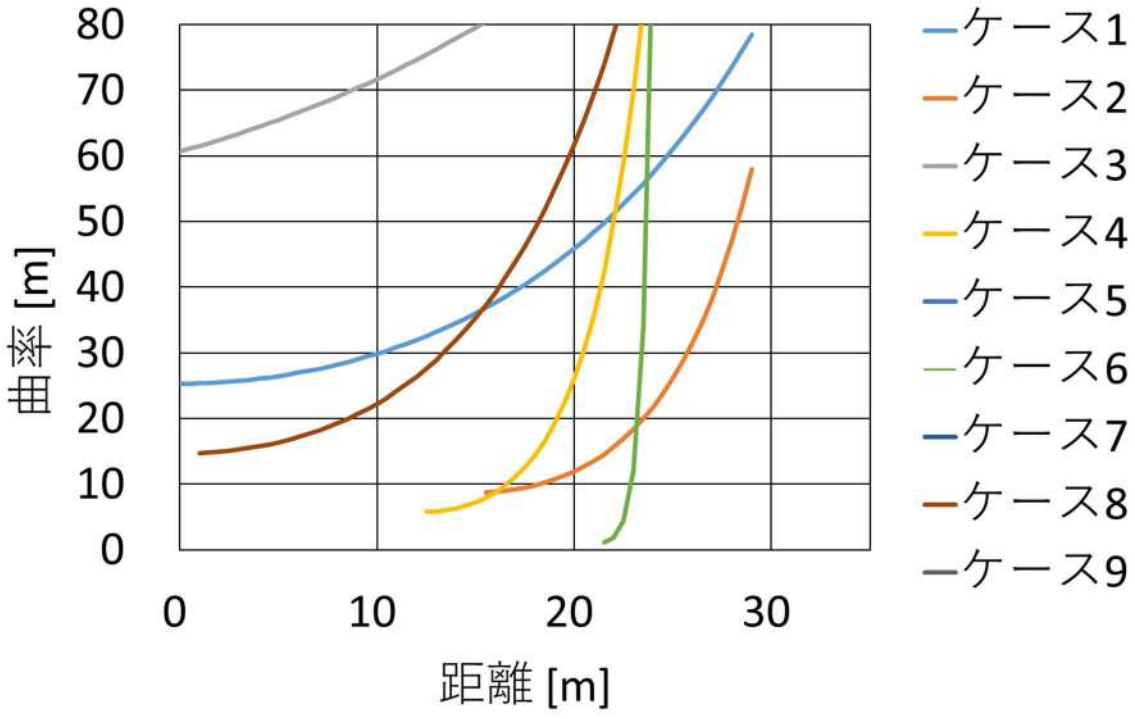


図 3-4 ケーブル曲率（拡大）

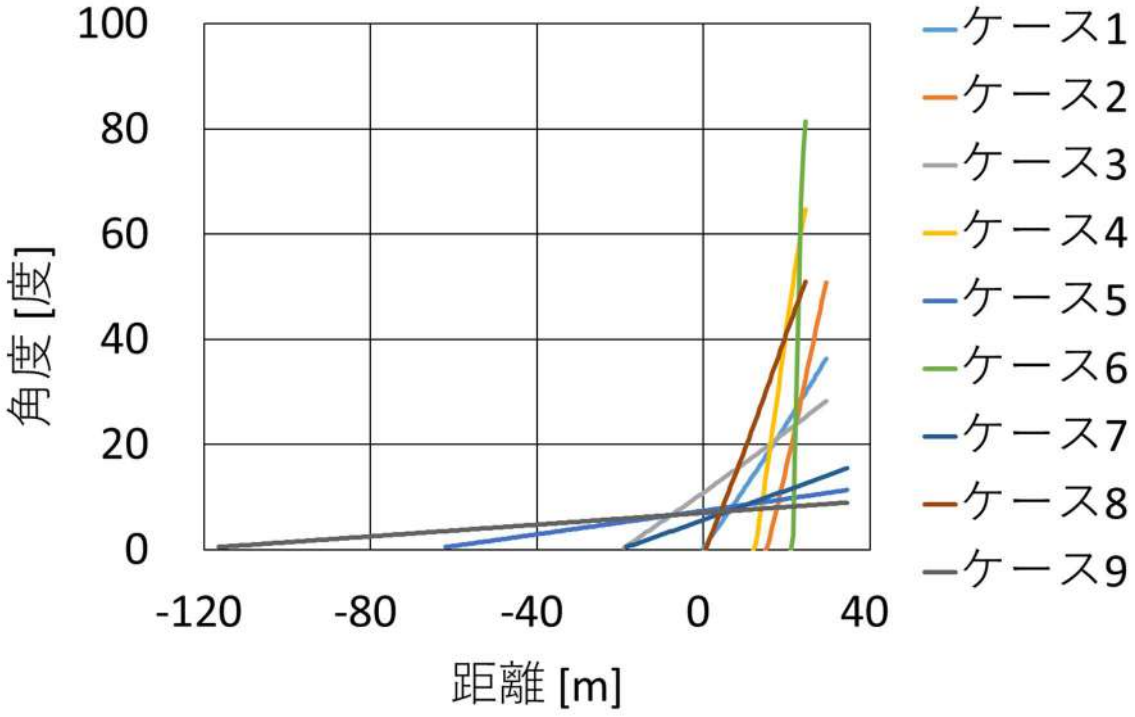


図 3-5 ケーブル角度（全体）

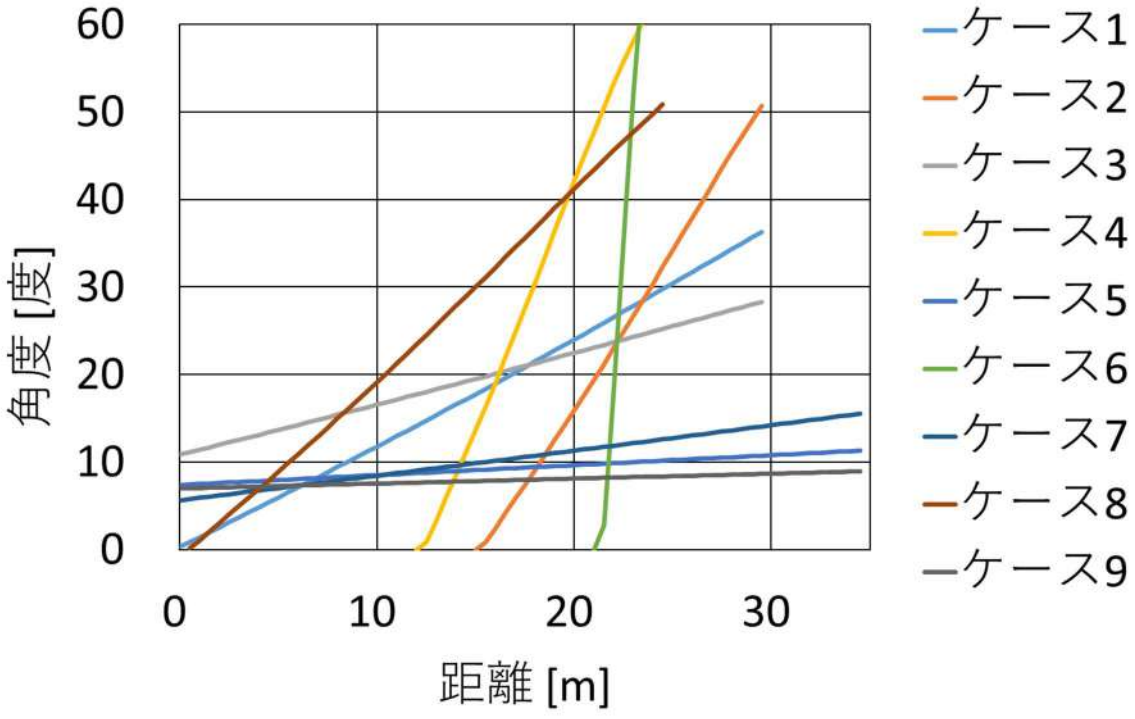


図 3-6 ケーブル角度（拡大）

第 3 節　実用化へ向けた課題

1）船上発電の全体像

現在日本で運用されている一般的な LNG 火力発電所(図 3-7)[3.4]の規模である 100 万 kW に対して、今回想定する規模はその 20 分の 1 から 10 分の 1、つまり 5 万 kW から 10 万 kW 程度の発電出力とする。従って、送電電圧は 66kV 程度となる。

船上での設備配置等に関しては、詳細な検討が必要であるが、船舶の全長が 50m から 100m の規模で可能と思われる。

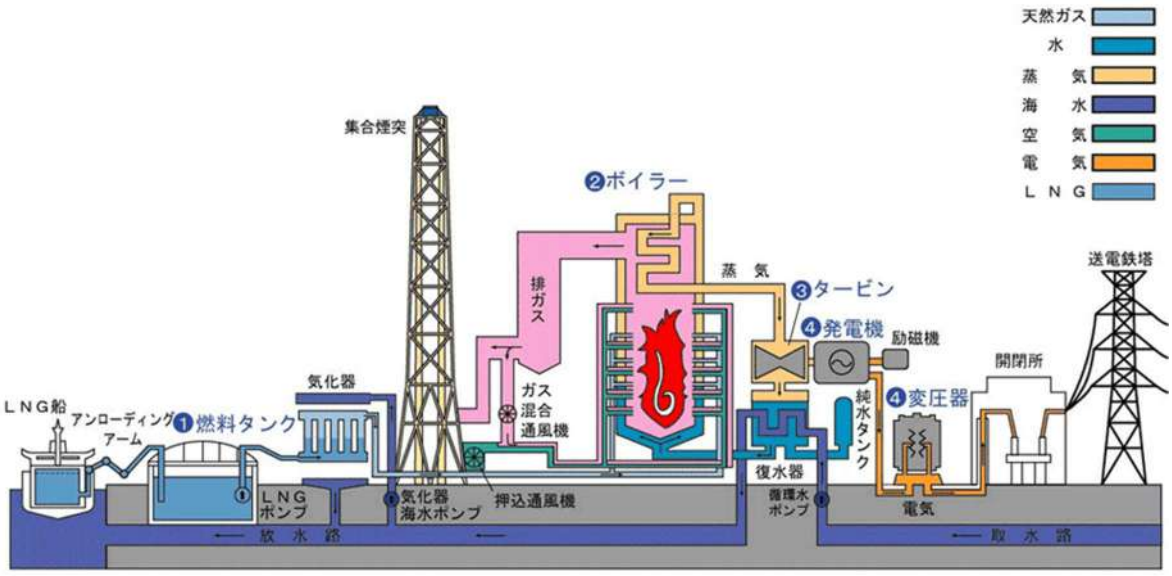


図 3-7 LNG 火力発電所(例)（出典：東京電力）

2）船上から海底への送電方法

発電した電力を船上から海底へ送る際、変圧器やガス絶縁装置(GIS)から海底電力ケーブルへ接続する必要がある。

陸上における一般的な発電所では、図 3-8 の写真[3.5]のように門型(ガントリー)構造物から鉄塔の架空線へとつながるが、本研究ではそこから海底電力ケーブルとなる。

例えば、門型(ガントリー)構造物の真下に EB-A(気中終端)を使用する方法や、直接 GIS へ接続する方法等が考えられる。



図 3-8 変電所設備(例) (出典：日新電機)

3) 海底ケーブル引留め装置(Armor Clamp)

一般的な海底電力ケーブルの陸揚げ地点で用いられるように、船上でも海底電力ケーブルを固定する為に鉄線鎧装(Wire Armor)を転用した引留め装置(Armor Clamp)を想定する。例えば、図 3-9 のような装置[3,6]が考えられる。これは、海中での防護等の為にケーブルの外側に巻かれた鉄線について、一般的には陸揚げ地点(今回は船上)でその鉄線を折り返して引き留めることにより、ケーブルが海中へ引き込まれないようにする装置である。

今後の課題ではあるが、この引留め装置が、船舶の動揺による海底電力ケーブルの形状変化に追従できるような装置を追加で具備することも考えられる。

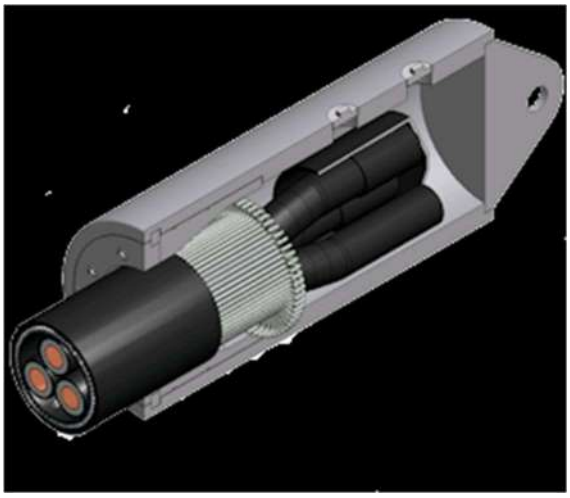


図 3-9 海底電力ケーブル引留め装置(例) (出典：WT Henley)

本章では、船体の運動に対して、海底電力ケーブルが受けるカテナリー形状への影響を定量的に算出した。そして、今後の実用化へ向けた課題として、船上発電の全体像や船上から海底への送電方法、そして海底ケーブル引留め装置(Armor Clamp)を挙げた。

船体の運動がより小さくなるように対策を取ると共に、海底電力ケーブルが形状の変化により対応できるようになる検討も重要である。さらに、海底電力ケーブル引留め装置が船舶の動揺に追従できるような装置を考案することも一案であり、今後の課題である。

以上より、船体の運動と海底電力ケーブルのカテナリー形状の関係を分析し、発電船の実現化へ向けて一歩進むことが出来たと考える。

参考文献

[3.1] 日本経済新聞 イブニングスクープ 2018 年 12 月 3 日：川重、大型「LNG 発電船」 新興国・災害時の電源に https://www.nikkei.com/article/DGXMZO38467870T01C18A2000000/

[3.2] 日刊工業新聞 2018 年 6 月 27 日：中古船を改造し洋上 LNG 発電 IHI が参入 https://newswitch.jp/p/13461

[3.3] 日本経済新聞 2015 年 9 月 19 日：三菱重、洋上に火力発電船 島しょ部に割安電力 https://www.nikkei.com/article/DGXLASDZ18I0L_Y5A910C1MM8000/

[3.4] 東京電力ホールディングス 火力発電のしくみ https://www.tepco.co.jp/ir/kojin/generation/thermal-j.html

[3.5] 日新電機 変電所設備 http://nissin.jp/product/case/aoyama.html

[3.6] WT Henley, Subsea Cable Accessories https://www.wt-henley.com/products-subsea_cable_accessories.html

第 4 章　地域間連系線と再生可能エネルギー

第 1 節　各電力エリアにおける揚水発電の運用の現状

本節では、日本での変動型再生可能エネルギー（VRE : Variable Renewable Energy）の導入後の揚水発電（PHES : Pumped Hydro Energy Storage）の現在の運用に焦点をあてる。歴史的に、PHES は、原子力発電所などのベース電源を一定の状態で運転する為に、夜間に電力需要を作り出すことを目的に開発されてきた。従って、多くの PHES は、原子力発電所と大きな需要地域の中間に位置している。しかし、2011 年に東日本大震災と福島第一原子力発電所の事故が発生した後、すべての原子力発電所は一度停止され、再生可能エネルギーの発電所は急速に導入が拡大している。従って、特に再生可能エネルギーが大量に導入されている地域では、VRE の変動を緩和するために PHES が使用されている。

1） PHES の現状

①　日本における既存の PHES

PHES[4.1]及び原子力発電所[4.2]の設備容量の歴史的傾向を図 4-1 に示す。PHES の数は、特に 1980 年代から 1990 年代にかけて、原子力発電所の設置とともに増加した。PHES は、福島（原子力発電所）と東京（需要地）の間にある今市 PHES 発電所など、原子力発電所と需要地の中間に位置している。

②　変動型再生可能エネルギーと原子力発電の導入量の比較

設備容量と VRE 及び原子力[4.3]の比較を図 4-2 に示す。VRE と原子力の設置容量は、各地域でほぼ同じであることが分かる。

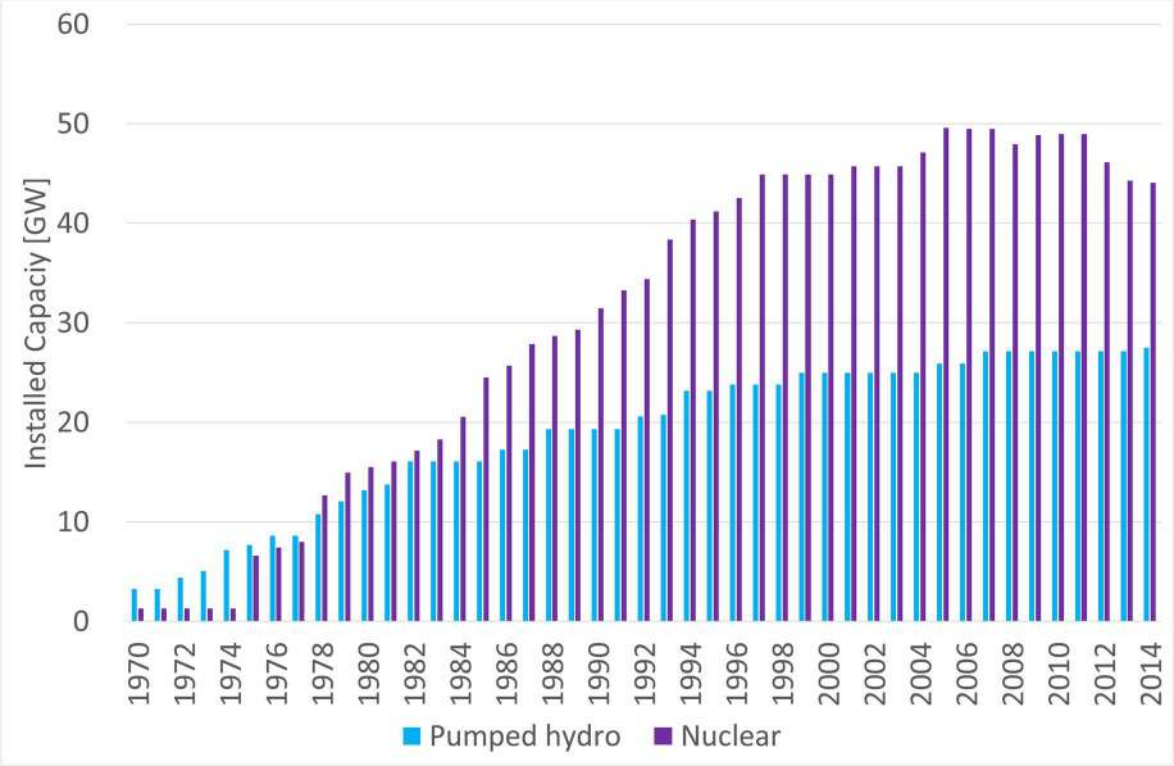


図 4-1 1970-2014 年の日本における揚水発電(PHES)及び原子力の設備容量

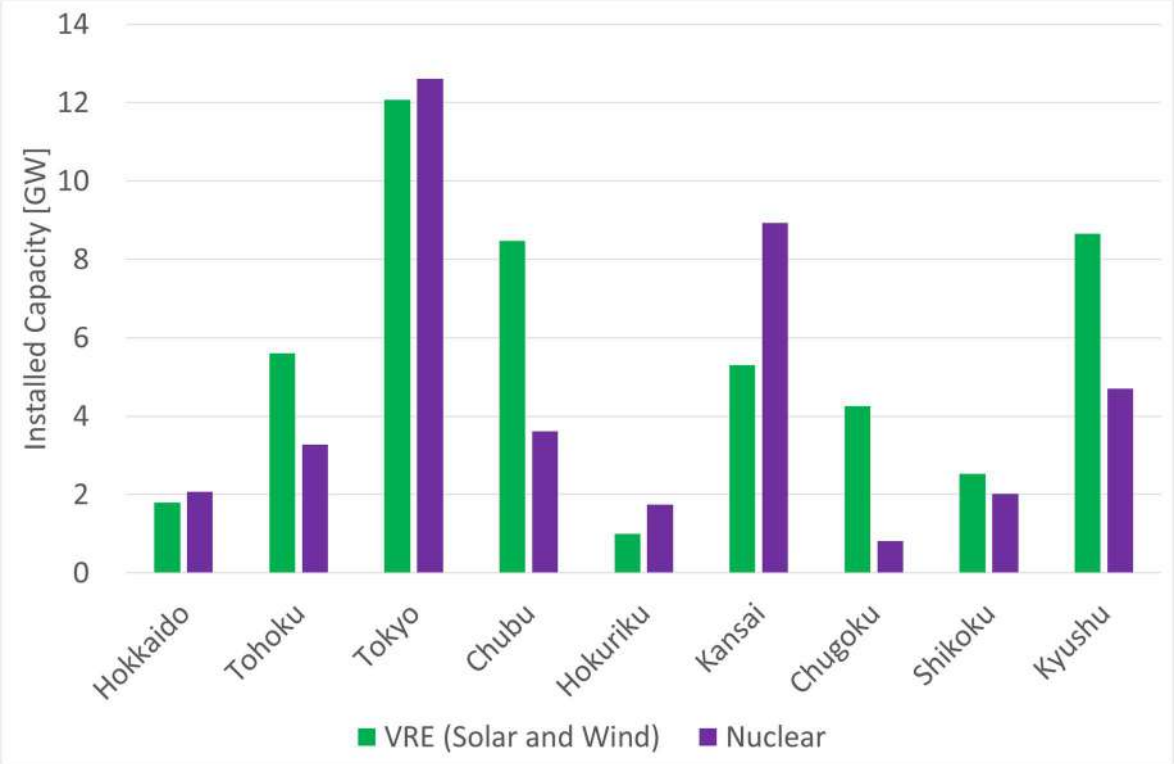


図 4-2 日本の各地域の可変再生可能エネルギー(VRE)及び原子力の設備容量

2） PHES の運用

PHES の運転に関する分析は、2018 年 1 月から 12 月までの各電力会社の需給データ[4.4]を使用する。PHES の設備容量に対する揚水発電量の比率を「揚水比」（これは一種の設備利用率）として使用し、PHES と地域間連系線を除く供給量の合計に対する VRE を「VRE 比」として、これら 2 つの指標の関係を分析する。

本研究では、九州エリア、関西エリア、中部エリアの 3 つのエリアに焦点をあてる。これは、九州エリアの VRE 導入率が高く、原子力発電所が再稼働された為である。関西エリアでは、VRE 比率はそれほど高くはないものの、原子力発電所が再稼働された。最後に、中部エリアでは、原子力発電所は再稼働されていないものの、需要の多いエリアである。

九州エリアの PHES の設置容量は、2.3 ギガワット（GW)、関西エリアでは 5.2 GW、中部エリアでは 4.7 GW である。揚水水力の入力は、出力を 0.92 で割った値とした。

以下では、1 時間あたりの関係（GW に相当）を分析し、3)では、1 日あたりの関係（ギガワット時（GWh）に相当）を分析する。

① 各エリアにおける 1 時間あたりの PHES の比に対する変動型再生可能エネルギーの比

VRE 比と揚水比の関係を、九州エリアを中心に 1 時間ごとのデータを分析する。そして、関西エリア及び中部エリアも分析を行う。その結果を図 4-3、4-4、4-5 に示す。このことから、九州エリアでは、VRE の割合が増加し、PHES の揚水が活発に行われていることが分かる。一方、関西エリアでは、VRE 比率は 30%以下であり、九州エリアの約半分である。さらに、VRE 比が増加しても、PHES はあまり使用されていないことが分かる。ただし、VRE 比がゼロに近いほとんどの場合、揚水比は約 50%であり、従来の原子力発電所との複合運転は依然として行われていると推定される。また、中部エリアでは、VRE 比率が約 50%であっても、揚水比が 50%を超えることはほとんどない、つまり PHES はあまり使用されていないことが分かる。

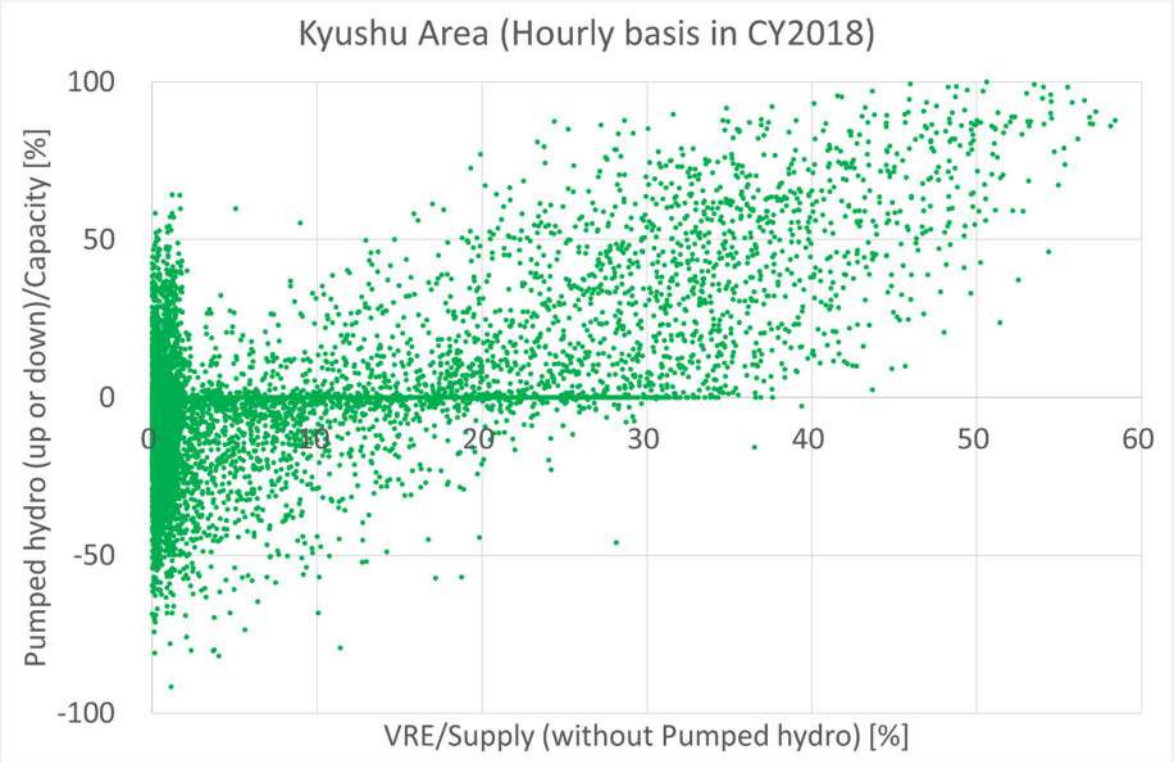


図 4-3 九州エリアにおける 1 時間あたりの PHES の比に対する VRE の比

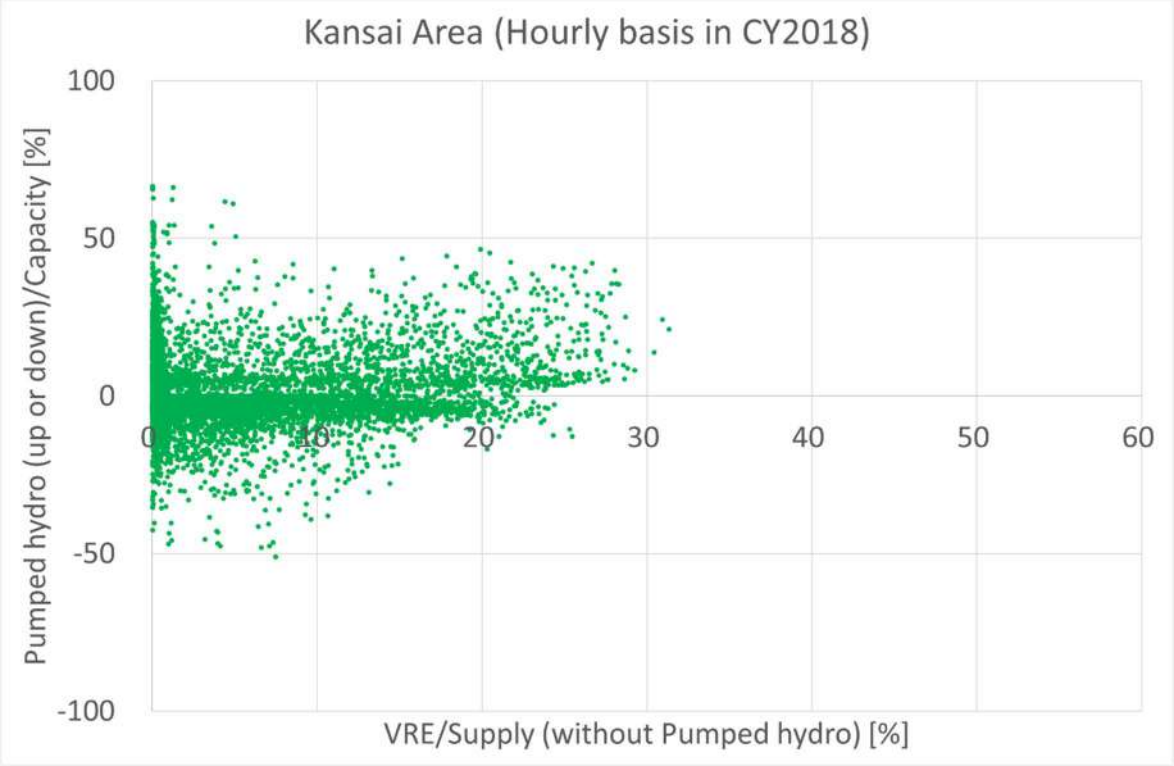


図 4-4 関西エリアにおける 1 時間あたりの PHES の比に対する VRE の比

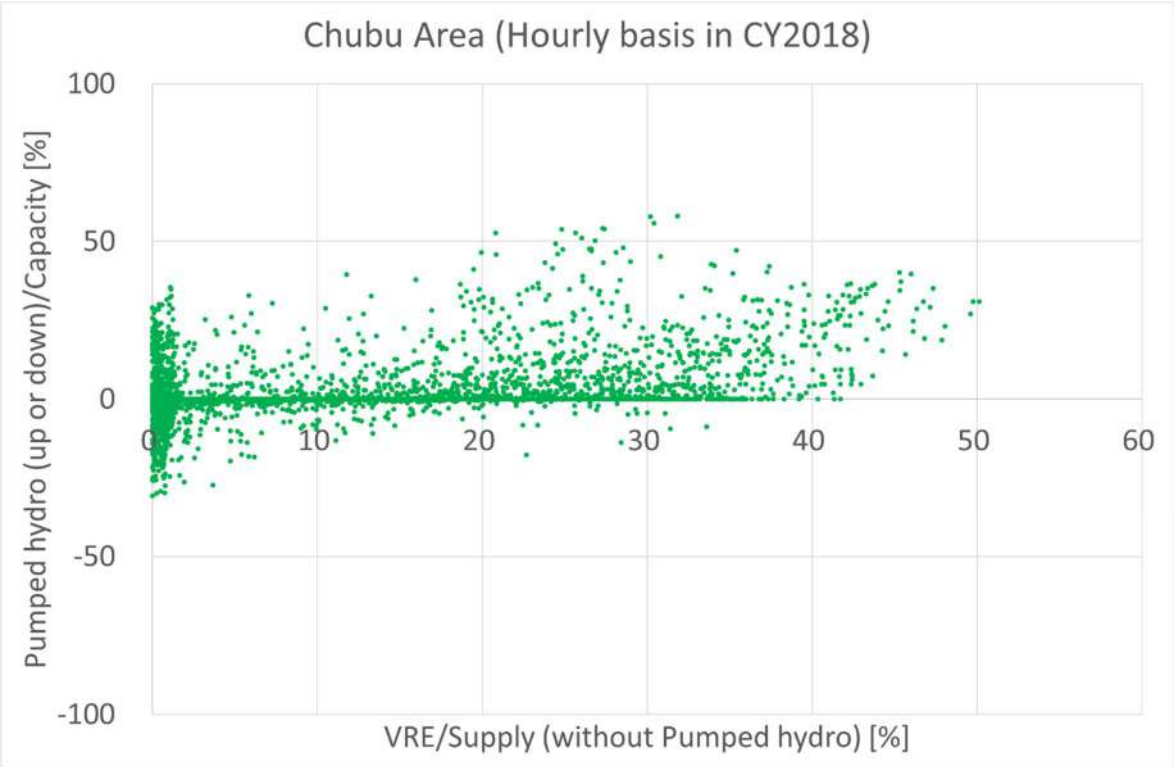


図 4-5 中部エリアにおける 1 時間あたりの PHES の比に対する VRE の比

② 各エリアにおける 1 日あたりの PHES の比に対する変動型再生可能エネルギーの比

上記①では、1 時間ごとのデータの分析を行ったが、ここでは 1 日ごとの分析を行う。条件は上記①と同様である。PHES の揚水比に関しては、絶対値をとって、揚水と発電の両方が同じ運転と見なす。エリアについては、ここでも上記①と同じエリアに焦点をあてている。検討結果を図 4-6、4-7、4-8 に示す。

九州エリアでは、VRE 比の増加に伴い、PHES の運転が着実に行われていることが分かる。一方、関西エリアでは、VRE 比が低く、それに応じた PHES の運転に傾向はない。中部エリアでは、VRE 比に関係なく、PHES の揚水比が 10%を超えることはほとんどなく、1 日あたりで見ても同様である。

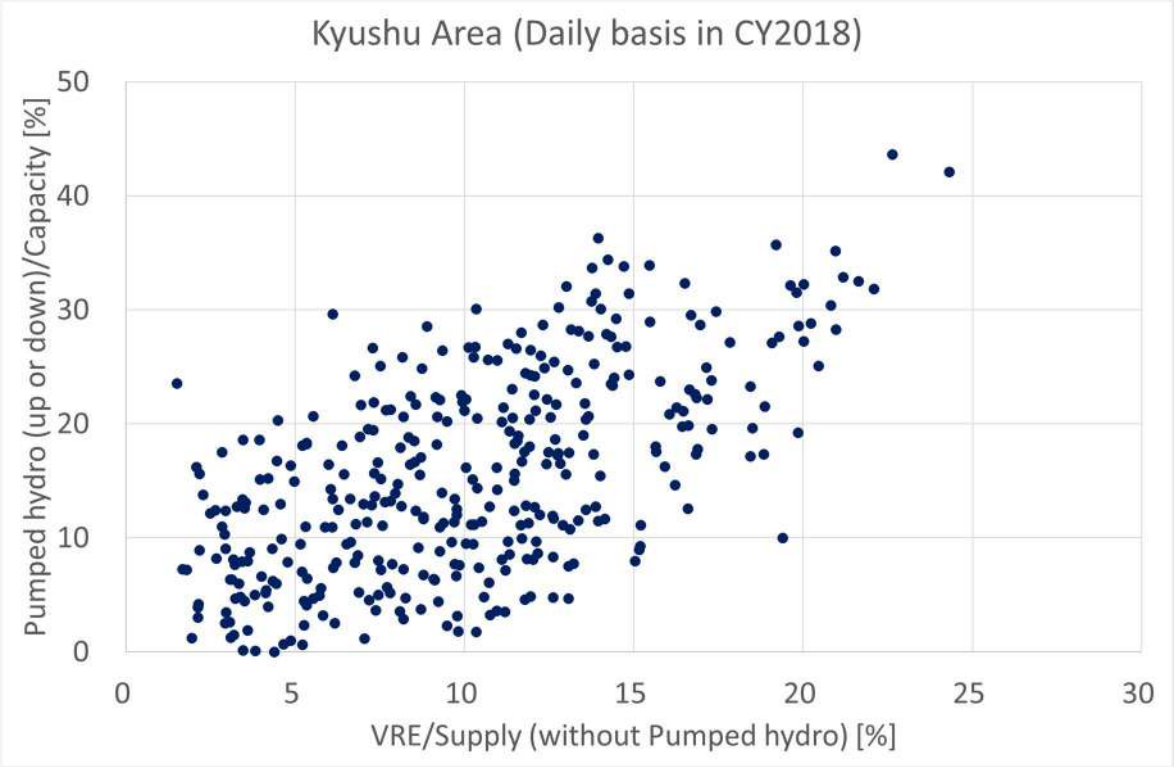


図 4-6 九州エリアにおける 1 日あたりの PHES の比に対する VRE の比

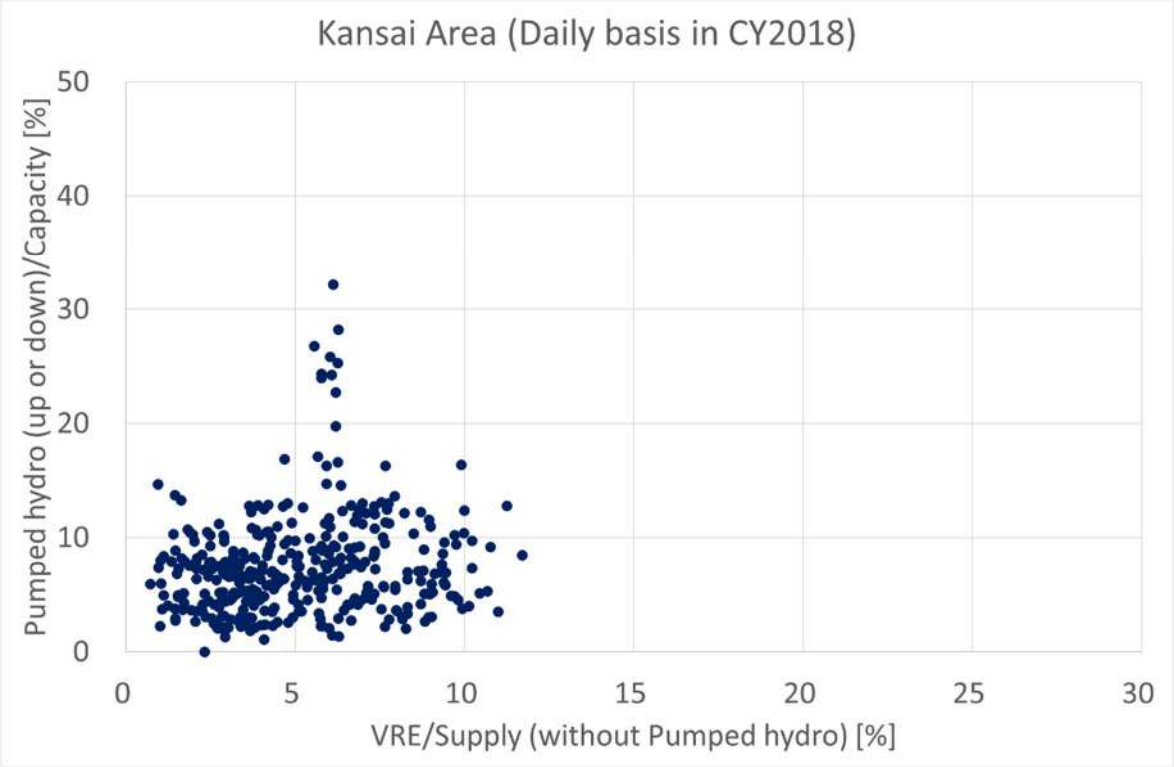


図 4-7 関西エリアにおける 1 日あたりの PHES の比に対する VRE の比

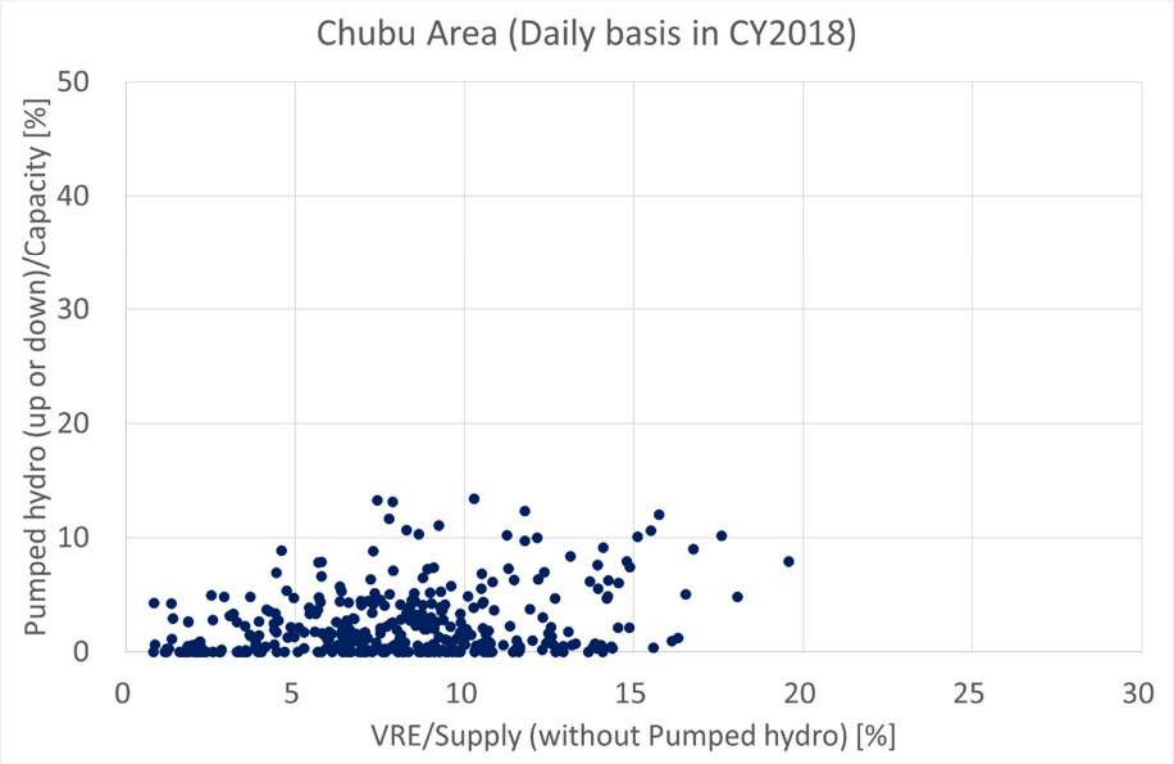


図 4-8 中部エリアにおける 1 日あたりの PHES の比に対する VRE の比

③ 各エリアの特定の日における需要と供給のバランス

上記①及び②の分析結果に基づいて、各エリアの典型的な日の需要と供給のバランスについて分析を行う。ここでも、九州エリア、関西エリア、中部エリアに焦点を当てている。1 日あたりの PHES の揚水比が各地域で最も高い日を選択している。つまり、九州エリアは 2018 年 5 月 3 日、関西エリアは 2018 年 7 月 18 日、中部エリアは 2018 年 2 月 18 日となっている。その結果を図 4-9、4-10、4-11 に示す。

この分析から、九州エリアでは、太陽光発電による発電をほぼ反映し、日中に PHES の揚水運転が行われ、太陽光発電による発電が少ない時間帯や、朝、夕方、夜はゼロとなっている。変動を吸収するには非常に効率的な運用である。

関西エリアでは、九州エリアとは異なり、需要の少ない夜間に PHES の揚水運転が行われ、昼間は発電が行われていることが分かる。これは、原子力発電の出力を一定に保ち、PHES の揚水運転により変動を吸収するという従来の運用によるものかもしれないが、VRE 比は九州エリアに比べて小さいことに留意する必要がある。

最後に、九州エリアと同様に、中部エリアでは、太陽光発電の発電量が増加する日中に PHES の揚水運転が行われていることが分かるが、揚水比は 10%程度に過ぎず、より効率的な運用を検討する余地がある。

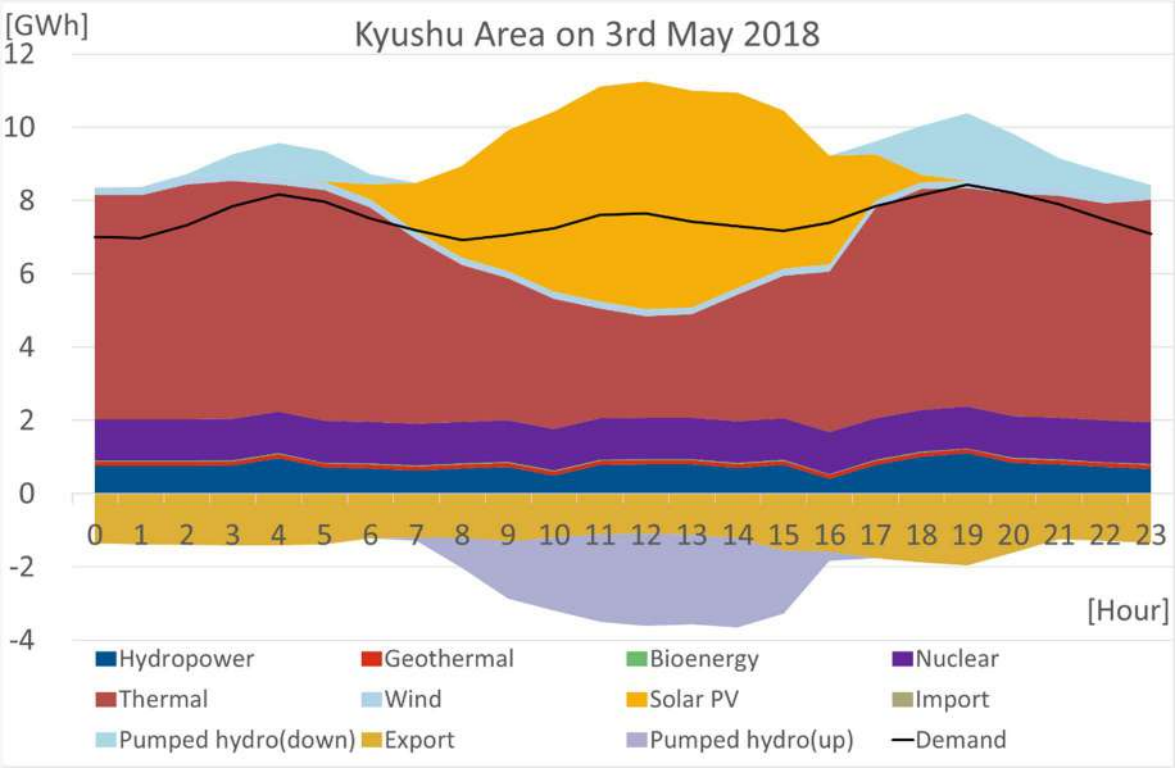


図 4-9 九州エリアにおける需要と供給のバランス(2018 年 5 月 3 日)

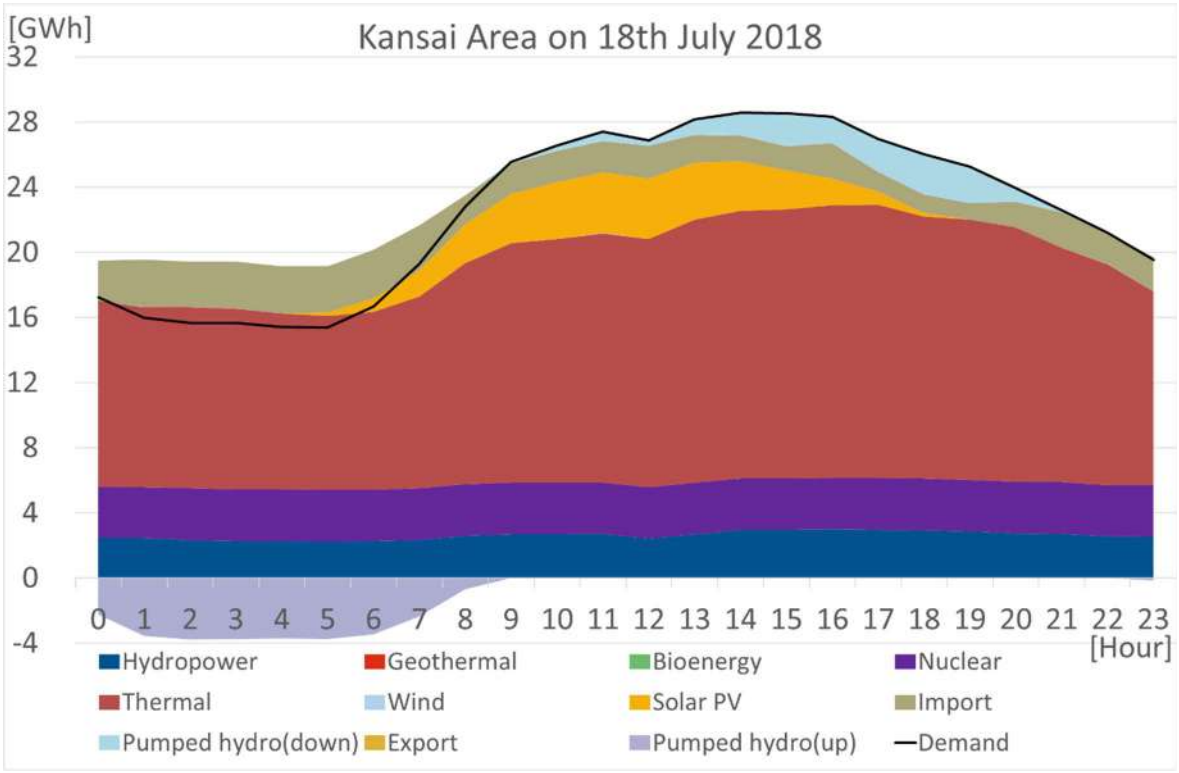


図 4-10 関西エリアにおける需要と供給のバランス(2018 年 7 月 8 日)

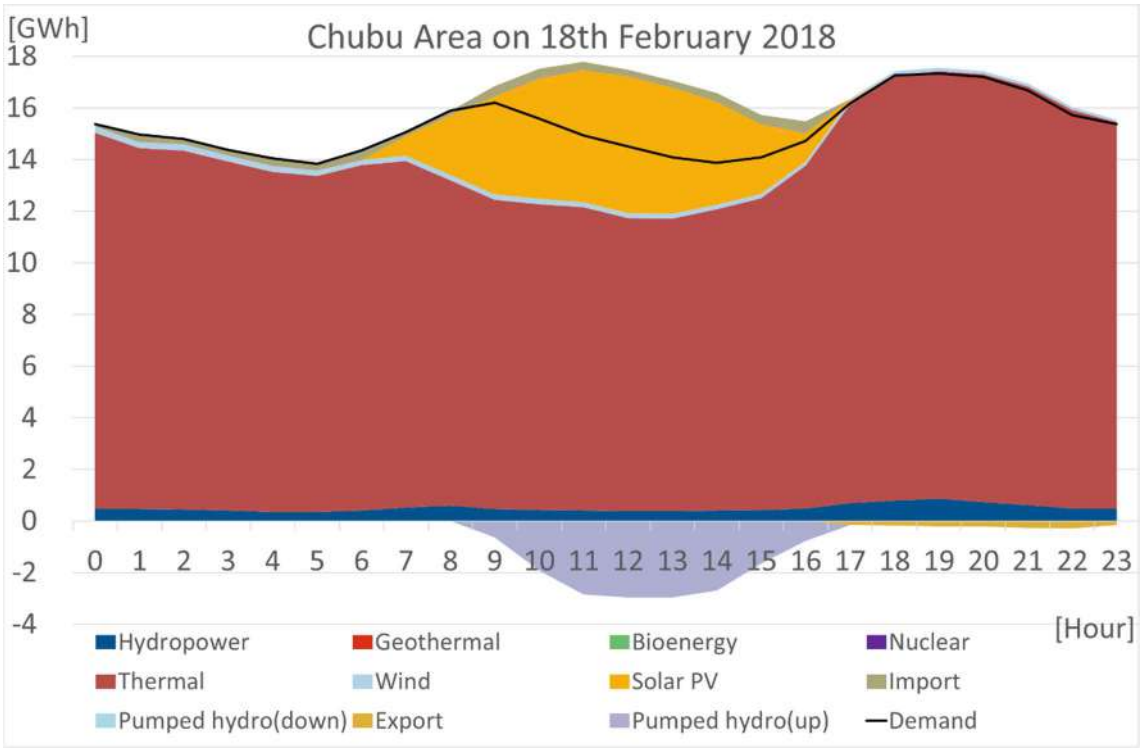


図 4-11 中部エリアにおける需要と供給のバランス(2018 年 2 月 18 日)

3）まとめ

日本の PHES の運用は、原子力発電所の夜間における出力の吸収の役割から、太陽光発電や風力などの変動型可変再生可能エネルギーの調整に変更されてきている。

九州エリアでは、現在の OCCTO の優先給電ルールの下で、太陽光発電を考慮した PHES の運用への移行がすでに始まっている。

第 2 節　地域間連系線の活用による揚水発電の運用の提案

本節では、日本における太陽光発電の更なる導入及び風力発電の本格導入の為に、地域間連系線を活用して出力抑制を低減する新しい運用方法を提案する。

先行研究によると、太陽光発電、地域間連系線及び揚水発電に関して、いくつかの研究成果が発表されている。太陽光発電については、日本における地理的な配分について評価されているものの[4.5]、送電網を強化する必要がある。そして、アジアにおける基幹系統に関しては、いくつかの研究成果が既に発表されている[4.6]-[4.9]。さらに、大規模な水力発電は、太陽光発電と風力発電とのハイブリッドシステムとして検討されている[4.10]-[4.13]。また、揚水発電は、太陽光発電や風力発電などの変動型可能エネルギーによる発電の調整装置として使用されていることが紹介されている[4.14]-[4.18]。しかし、太陽光発電、地域間連系線、揚水発電の相互の関係について、日本における独特の状況も踏まえた研究は、未だにされていない。

最初に、太陽光発電の導入量が大幅に増加した理由は、固定価格買取制度(FiT)である。導入量を電源種別ごとの推移も含めてまとめる。他の国との違いとして、日本でまだ有効な優先給電ルールが無いので、その状況について説明する。次に、2018 年 10 月に初めて九州エリアで太陽光発電の出力抑制が実施されたことを踏まえ、太陽光発電の出力抑制の頻度に関する現在の状況をまとめる。元のデータについては、電力会社によって公表されている 1 時間あたりの各電源の発電量と需要のデータを使用する。

次に、地域間連系線の構成をまとめる。日本には沖縄を除いて 9 つのエリアがあり、地域間連系線によって互いに接続されている。各エリアの需要の全体的な状況と各エリア間の地域間連系線の運用容量について詳細をまとめる。本章の対象である九州エリアを中心に、九州エリアの唯一の地域間連系線である、中国エリアと結ぶ関門連系線の運用容量と仕様を説明する。地域間連系線の実際の電力潮流データについては、電力広域的運営推進機構(OCCTO)から 5 分ごとのデータが公開されている。

さらに、揚水発電(PHES)の状況に関してまとめる。日本では、歴史的に原子力発電と同時に建設されてきたが、多くの原子力発電が再稼働していない中、揚水発電の運用は変わるべきである。本節の対象である中国エリアを中心にまとめる。

最後に、地域間連系線と PHES の活用を組み合わせることにより、太陽光発電の出力抑制を低減する新しい運用方法が提案する。価格は、日本電力取引所(JEPX)のスポット市場における 30 分ごとエリアプライスを使用する。なお、本検討においては 2020 年に既存の電力会社が発送電分離されることを考慮しなければならない。そして、PHES の所有者が発電事業者になる為、小売業者ではなく発電事業者が市場から電力を調達することに留意する必要がある。

1） 太陽光発電の出力抑制

① 固定価格買取制度(FiT)と再生可能エネルギーの導入量の推移

2012 年に日本に FiT が導入されて以来、特に太陽光発電の導入量が増加している。2010 年度から 2017 年度までに再生可能エネルギーの増加を図 4-12 に示す[4.19]。太陽光発電に関して、2012 年度には 7.3 GW に過ぎなかったが、2017 年度には 44.5 GW に増加した。平均年間成長率はすべての再生可能エネルギーで 22%、太陽光発電で 44%となる。

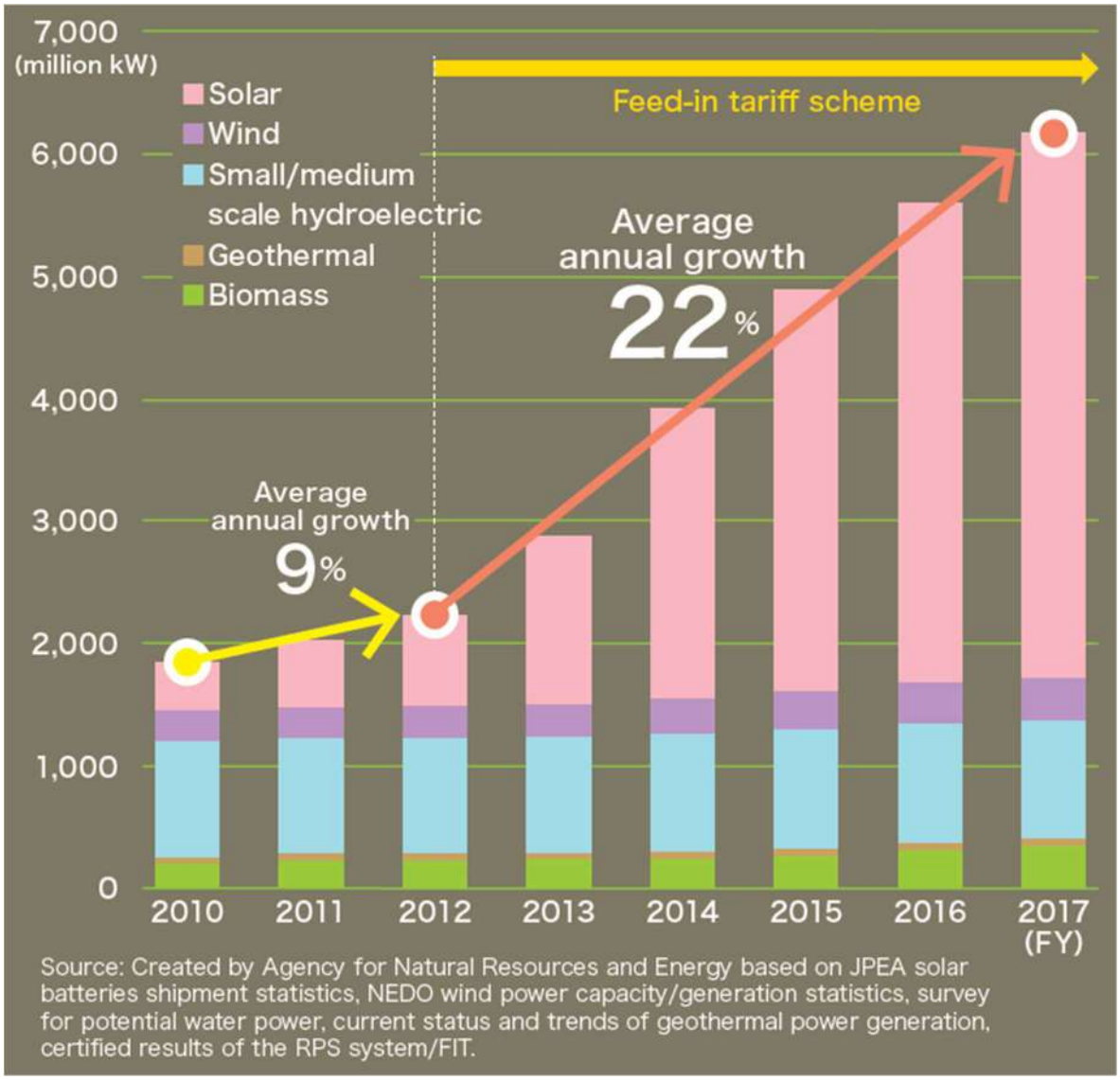


図 4-12 再生可能エネルギーの導入量の推移（出典：METI）

② 優先給電ルール

優先給電ルールは、電力広域的運営推進機関(OCCTO)により規定されている。電力の需要と供給のバランスを合わせるために、需要の変動などに応じて稼働する電源の条件と出力を抑制する順序を定義している。表 4-1 は、優先給電ルールの順序の概要を示す。これより、太陽光発電の出力が抑制される前に、火力発電の出力を減少させ、その地域での PHES の揚水運転が行われる。一方、原子力発電はベースロード電源の一つとみなされており、出力を抑制する順序は、太陽光発電よりも後になっている。

表 4-1 優先給電ルール

1. Curtailment of thermal plants and pumping of PHES
↓
2. Supply to adjacent area using Cross-regional Interconnector
↓
3. Curtailment of Biomass plants
↓
4. Curtailment of **Solar PV** and Wind
↓
5. Curtailment of **Nuclear**, Hydro and Geothermal

③ 九州エリアにおける出力抑制実施日数

九州エリアの 2016 年 4 月から 2019 年 5 月における需給バランスを図 4-13 に示す[4.20]。太陽光発電の出力抑制が実施された理由に関して、太陽光発電の導入量が進んだことに加え、原子力発電の 4 つの原子炉すべてが 2018 年 9 月頃から完全に再稼働した為と思われる。

2018 年 6 月から 2019 年 5 月までの 1 年間に九州エリアで実施された太陽光発電の出力制御の一週間のうちの日数を図 4-14 示す[4.21]。2018 年 10 月に最初の出力抑制が実施され、その後、晴天で日射量が多く需要が低い 2019 年 3 月から 2019 年 5 月の初めにかけて、非常に頻繁に出力抑制が実施された。特に、2019 年 5 月 2 日から 8 日までの 7 日間はすべて出力抑制が実施された。後の 4)では、この 7 日間に焦点をあてて分析する

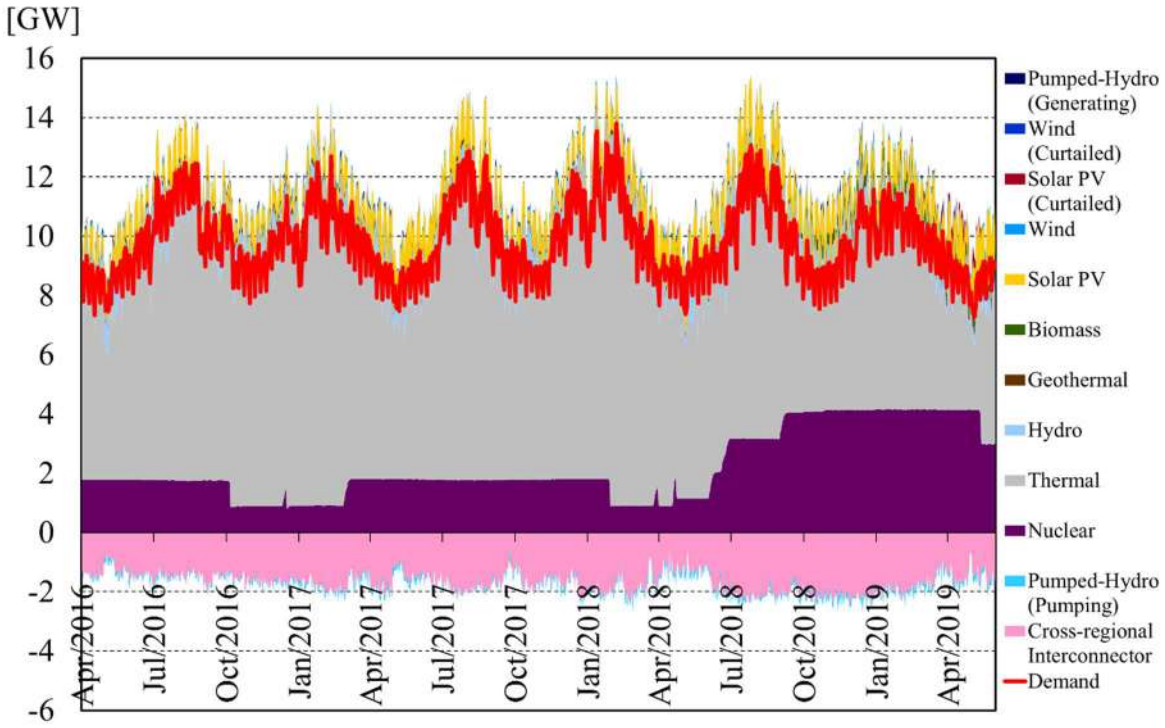


図 4-13 九州エリアの 2016 年 4 月から 2019 年 5 月における需給バランス

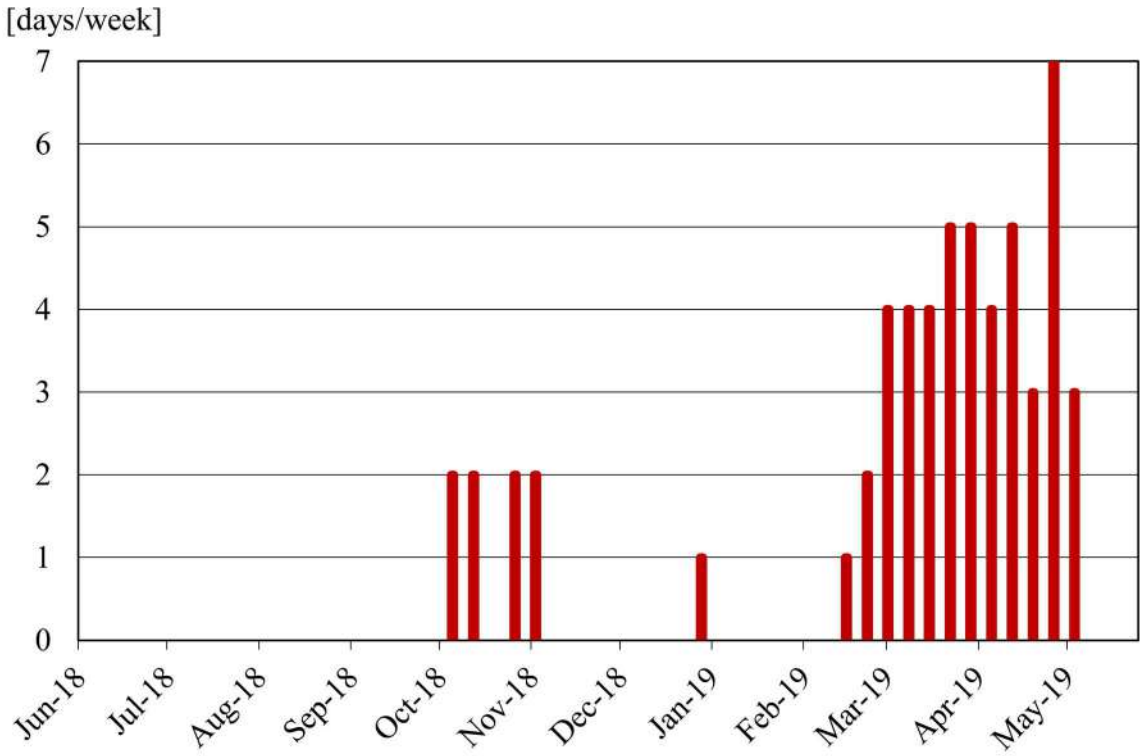


図 4-14 九州エリアにおける一週間のうちの出力抑制実施日数

2） 地域間連系線の運用

① 地域間連系線の全体像

日本では、9 つの電力エリア(沖縄を除く)が地域間連系線によって接続されている。図 4-15 は、各電力エリアの需要と、2019 年 5 月の各地域間連系線の運転容量を示す[4.22]。北海道エリアと東北エリア、関西エリアと四国エリアは直流海底送電線で接続されている。また、東京エリアと中部エリアの間は、周波数変換所が設置されている。後の 4)では、九州エリアと中国エリアの地域間連系線である関門連系線に焦点をあてる。

② 地域間連系線の運用ルール

地域間連系線の運用に関して、2018 年 9 月までは先着優先ルールと残りの容量を市場で取引するハイブリッド型であった。しかし、2018 年 10 月以降、すべての運用容量を市場で取引する間接オークションになった。これにより、先着優先ルールにより安価な電源が阻害されることがなくなった。ただし、移行措置として、先着順の容量を所有している事業者は、最大 10 年間権利を保持できる。これにより、完全な間接オークションへの円滑な移行が実施される。

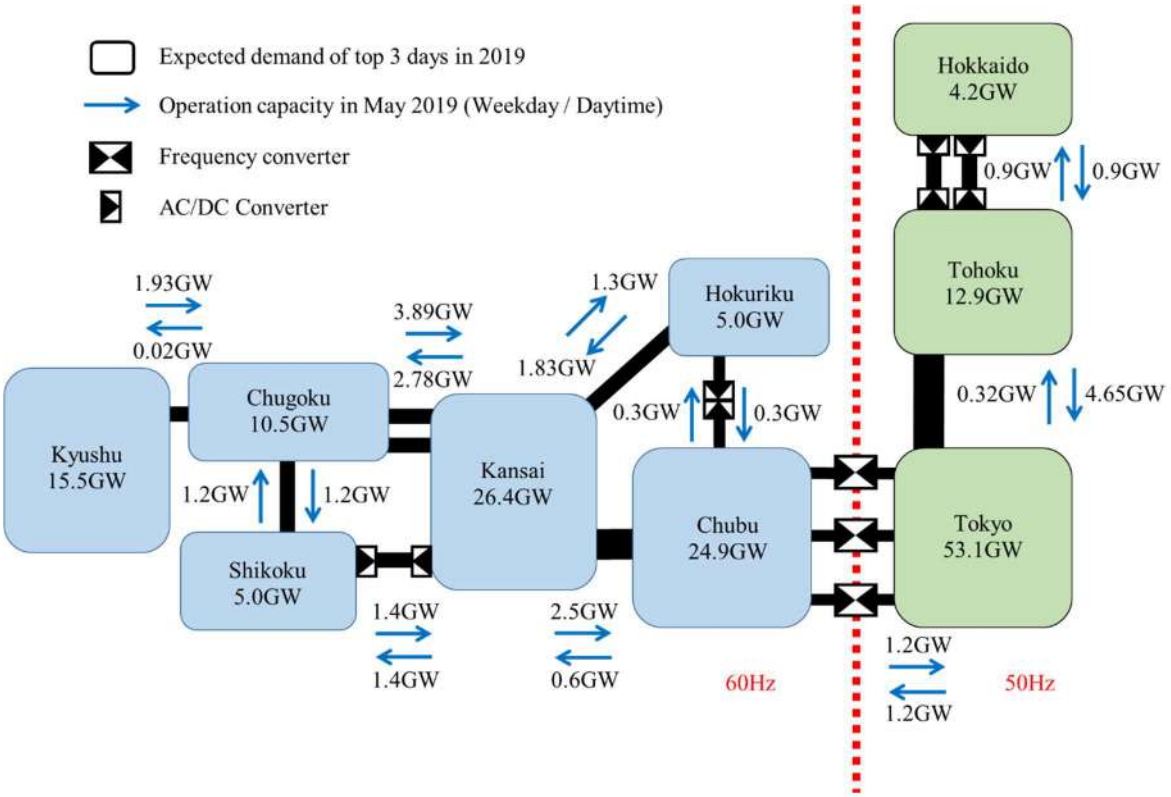


図 4-15 地域間連系線の全体像（出典：OCCTO）

3） 揚水発電を取り巻く状況

① 世界各国における PHES の導入量

世界各国の PHES の導入量を図 4-16 に示す[4.23]。日本は世界で 2 番目に PHES の導入量が多い。PHES の導入量が 10GW を超える国は中国・日本・米国であり、それぞれ 32.0 GW・28.3 GW・22.6 GW である。これらの国に続いて、スペイン・イタリア・インド・ドイツ・スイス・フランスが 5 GW 以上の PHES の導入量を保有している。

② 日本における PHES の推移

日本における PHES の導入量の時系列を図 4-17 に示す。PHES には、汲み上げ運転時の固定速度タイプと可変速度タイプの 2 つのタイプがある。PHES の導入は 1960 年代に始まった。初期は、固定速度タイプの PHES のみが導入された。その後、1990 年代半ば以降は可変速度タイプが導入されるようになった。

2015 年時点で、固定速度タイプの累積導入量は 23.7 GW であり、合計 28.5 GW の 83%を占めている。2000 年代頃から、新しく設置された容量は可変速度タイプのみとなり、2015 年の累積導入量は 4.8 GW である。可変速度タイプの汲み上げ運転を行うと、より柔軟な運用が可能となる。

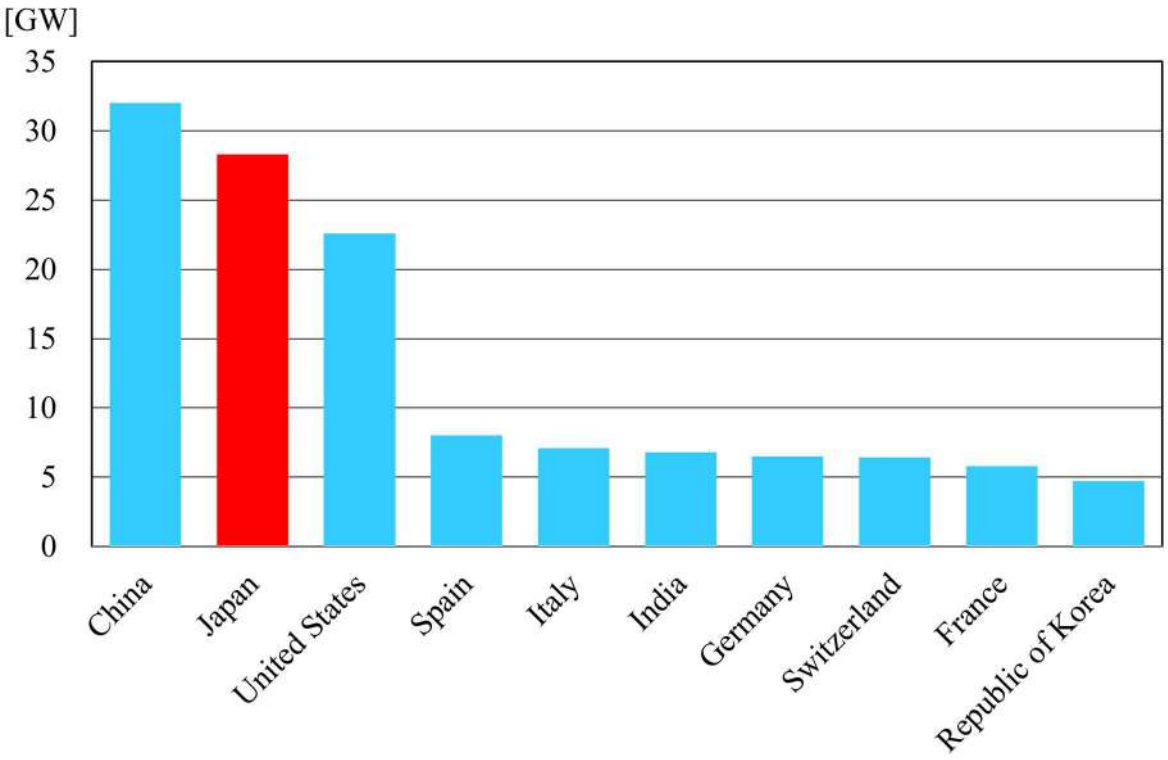


図 4-16 世界各国における PHES の導入量

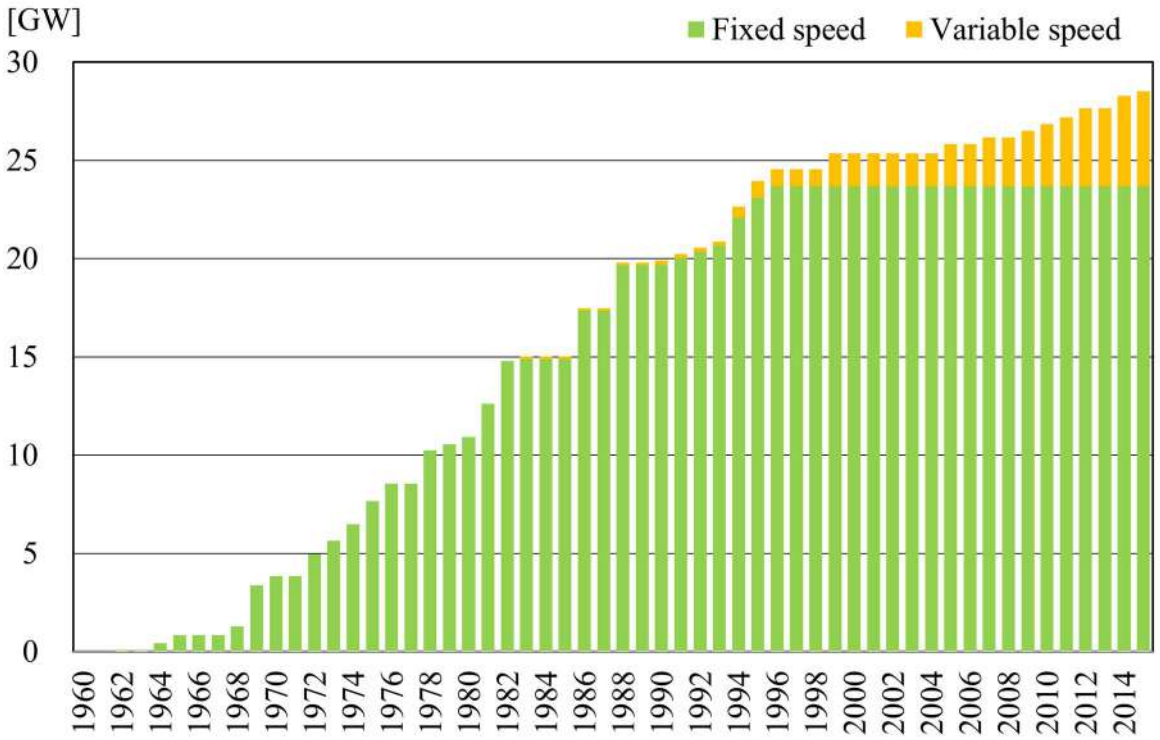


図 4-17 日本における PHES 導入量の推移

③ PHES と原子力発電所の組み合わせ

日本の発電施設建設の歴史から、PHES は原子力発電所と共に建設されてきた。これは、一定の出力で運転を行う原子力発電に対して、需要が減少した夜間に PHES を使用して余剰分を吸収する為である。したがって、PHES の場所は原子力発電所に近い傾向がある。

各地域の PHES と原子力発電所の導入量を図 4-18 に示す[4.24]。これより、PHES および原子力発電所の各エリアへの導入量がほぼ比例することが分かる。原子力発電所は、「再稼働」・「検査中」・「廃炉」の 3 つのカテゴリに分類される。廃止の設備容量を差し引くと、PHES の設備容量は相対的に大きく、つまり余剰分が発生する。また、「検査中」の原子力発電所を再稼働するのは難しいと思われる。これより、「廃炉」の多い東京エリアや関西エリアだけでなく、中国エリアでも PHES の積極的な活用が検討されるべきである。

④ PHES の従来の運用方法

各電源の一日における運用方法の概念図を需要と共に図 4-19 に示す[4.25]。夜間に黒く塗りつぶされている PHES では、汲み上げ運転が行われている。夜間の需要が低い時間帯に原子力発電の出力が一定である為、そして火力発電の出力を低下させてもなお余剰があり、残りの分を PHES の汲み上げにより吸収している。

そして、日中に黒く塗りつぶされている PHES では、発電運転が行われている。日中の需要が高い時間帯に対応する為、火力発電の出力を増加しても足りない分を、PHES で補うことにより需要を満たしている。これらは PHES の従来の典型的な運用方法である。

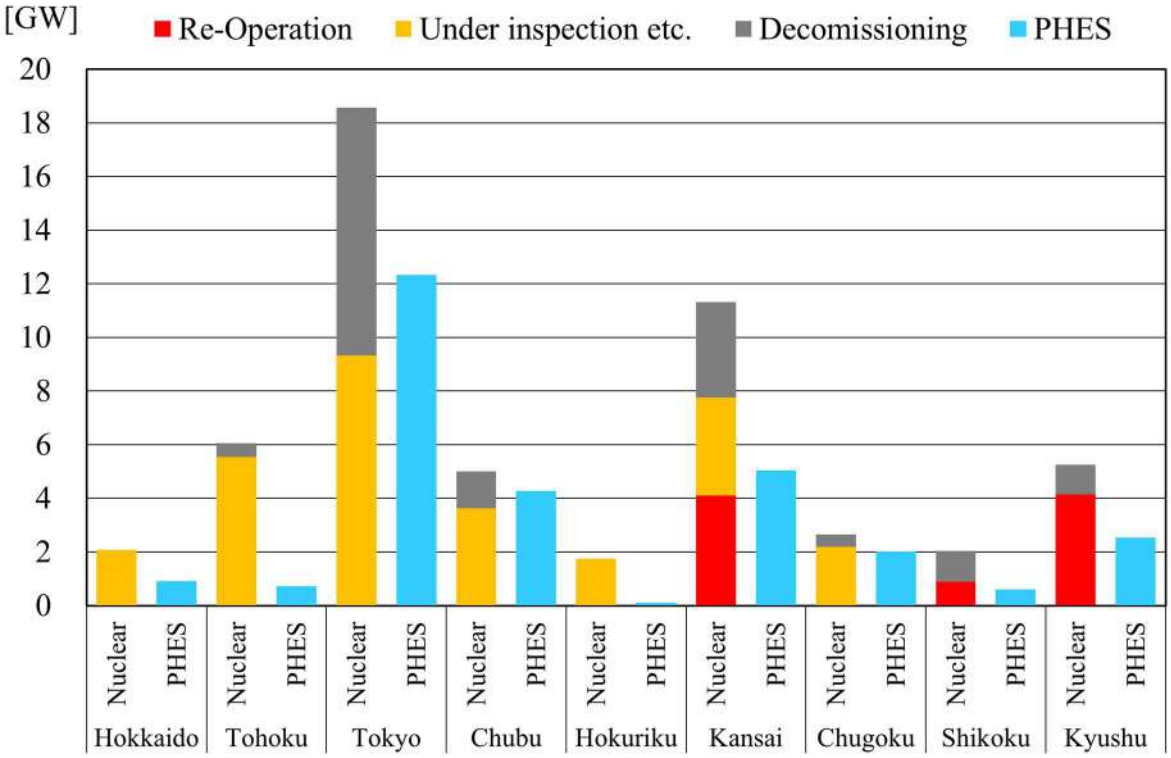


図 4-18 各エリアにおける原子力発電と揚水発電の導入量

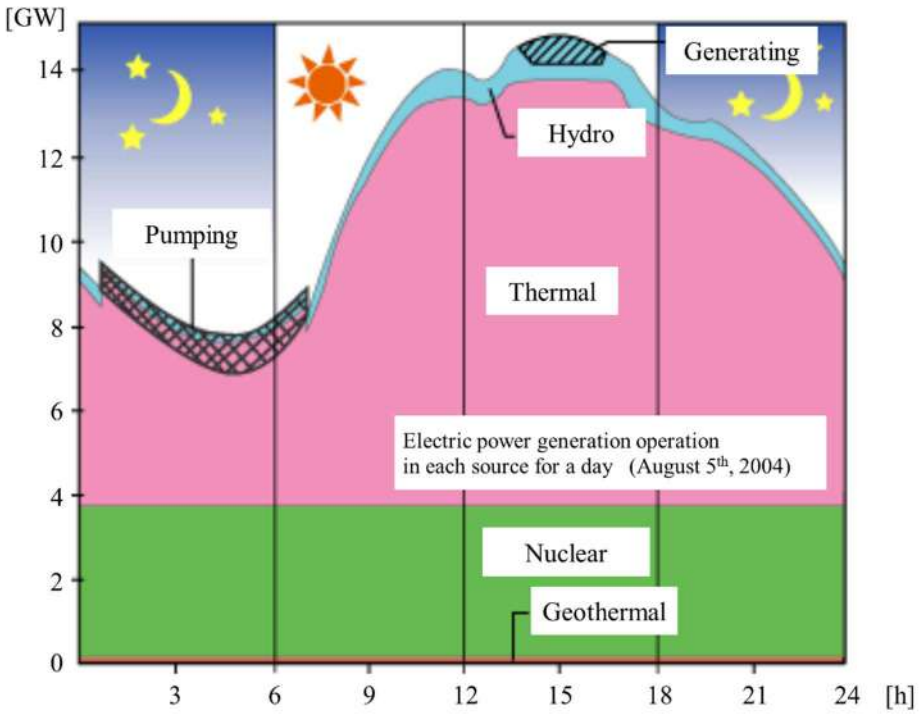


図 4-19 PHES の従来の運用方法（出典：九州電力）

4）電力市場による取引

ここでは、太陽光発電の出力抑制が頻繁に実施されている九州エリアについて、データに基づいて分析を行う。なお、風力発電の出力抑制も実施されており、以降の計算にはその量も含めるが、導入量及び出力抑制量は太陽光発電が圧倒的に多い為、以降の検討は太陽光発電を中心に行う。

分析する期間は、太陽光発電の出力抑制が 1 週間連続して実施された 2019 年 5 月 2 日から 8 日までとする。九州エリアの需給データは九州電力から公開されており、九州エリアと中国エリアの間の地域間連系線である関門連系線の運用データ OCCTO から公開されている[4.26]。そして、PHES の容量は中国電力から公開されており[4.27]、スポット市場価格は JEPX から公開されている[4.28]。

分析は 4 段階に分けて行う。まず、九州エリアの需給データから出力抑制量を算出する。次に、九州エリアと中国エリアを結ぶ地域間連系線である関門連系線の運用データから、利用可能な容量を算出する。その後、中国エリアのデータから PHES の設備容量と稼働状況を把握する。最後に、JEPX によるスポット市場価格データを使用して、費用と収入についてまとめる。なお、この方法に関する留意点についても述べる。

① 九州エリアにおける出力抑制

2019 年 5 月 2 日から 8 日までの九州エリアの需要と供給のバランスを図 4-20 に示す。太陽光発電の出力抑制は、この 7 日間の間すべての日で実施された。太陽光発電の出力が大きい日中は、現在の優先給電ルールに従って火力発電の出力を抑制し、この地域内の PHES の汲み上げ運転を行い、地域間連系線の現在の運用容量により隣接エリアに電力を供給する。

これらの対策でも供給が需要を上回る場合、太陽光発電の出力抑制が特定の時間帯において実施される。以上のことから、九州エリアの需給バランスについては、現在の運用に懸念はないと言える。

② 地域間連系線の容量

九州エリアは日本の西部に位置し、隣接する中国エリアにのみ接続されている。その結果、地域間連系線である関門連系線の運転容量は、地域間連系線の障害時に九州エリアの周波数増加のしきい値よりも小さく設定する必要がある。その為、定格容量は 2.8 GW であるが、運用容量はおおむね 2GW 程度となっている。

具体的には、突然の事故で地域間連系線が停止した場合、中国エリアの電力不足は、四国エリアや関西エリアなどの隣接するエリアからカバーされる。一方、九州エリアでは、余剰電力により周波数が増加し、しきい値を超えるとエリア全体が停電する。ただし、本研究では、太陽光発電から発電した電力を九州エリアから中国エリアへ送電することを想定しており、太陽光発電は九州エリアの周波数上昇を防ぐための周波数制御機能を備えている。

2019 年 5 月 2 日から 8 日までの地域間連系線(関門連系線)の実潮流と容量の状況を図 4-21 に示す。これは、前項の太陽光発電の出力抑制が九州エリアで実施されるのと同じ期間である。出力抑制が実施されると、実潮流は運転容量の上限まで使用され、空き容量が無いことが分かる。ただし、定格容量である 2.8GW を考慮した場合は、およそ 1 GW 程度の余地がある。

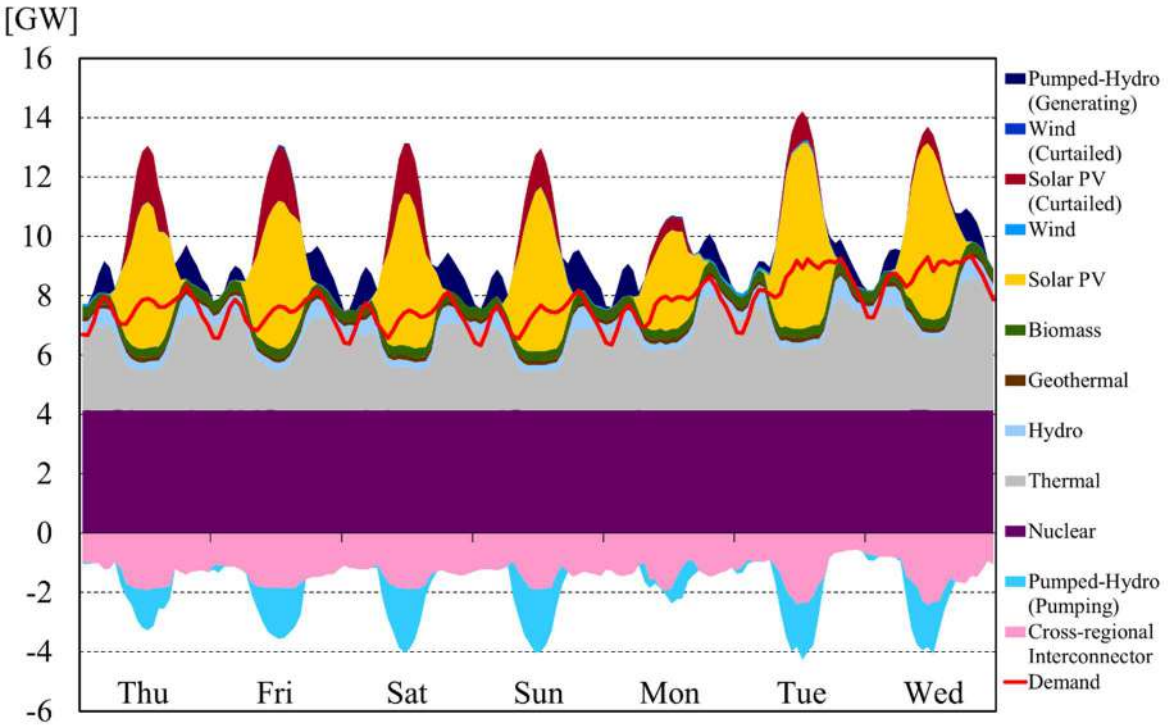


図 4-20 九州エリアの 2019 年 5 月 2 日から 8 日における需給バランス

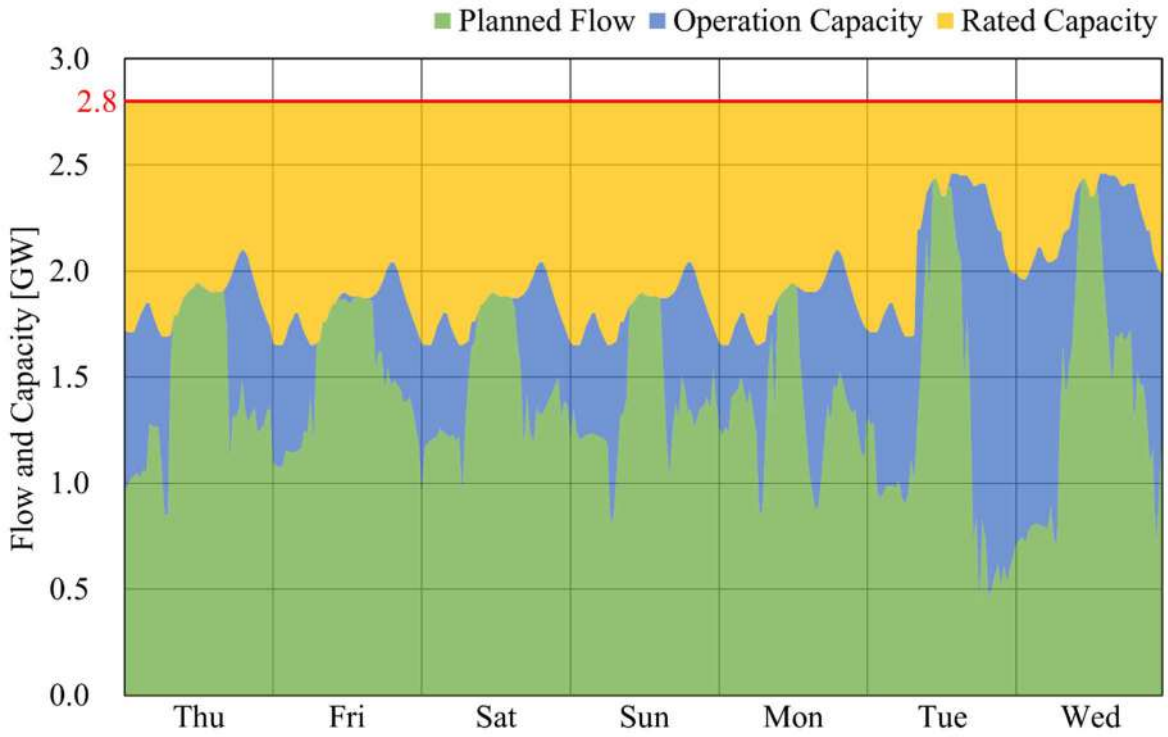


図 4-21 九州エリアから中国エリアの地域間連系線の
2019 年 5 月 2 日から 8 日おける容量と潮流

③ 中国エリアにおける PHES の運用

中国エリアの PHES について、表 4-2 にまとめる。俣野川・南原・新成羽川の 3 つの揚水発電所がある。汲み上げ能力はそれぞれ 1,200 MW、600 MW、210 MW で、発電能力はそれぞれ 1,200 MW・620 MW・300 MW である。なお、これら 3 つの PHES はすべて 1960 年代から 1980 年代にかけて稼働を開始しており、汲み上げ運転時の速度のタイプは固定である。

表 4-2 中国エリアにおける揚水発電

PHES Name	Generating [MW]	Pumping [MW]	Pumping Duration [h]	Pumping Speed	Operation
Matanogawa	1,200	1,200	9.7	Fix	1986 Oct
Nabara	620	600	7.5	Fix	1976 Apr
Shin-Nariwagawa	300	210	5.8	Fix	1968 Nov

図 4-22 と図 4-23 は、2019 年 5 月 2 日から 8 日までの前述の 1 週間の中国エリアにおける PHES の汲み上げと発電の運用状況をそれぞれ示す。

各図の赤い太線は、PHES の設備容量と稼働時間を示す。なお、発電可能な合計時間は、汲み上げ時間の 70%と想定している。稼働する時間帯は、設備利用率を最大化する為に手動で設定する。各色の細線は、当該期間における各曜日の実際の汲み上げと発電の量と時間を表す。設備容量に対し汲み上げと発電それぞれの実績の差が空き容量となる。つまり、赤い太線と各色の細線の間が空き容量を示す。これらの状況から、九州エリアにおける太陽光発電の出力抑制に対して、PHES の汲み上げに使用可能な容量があることが判明した。

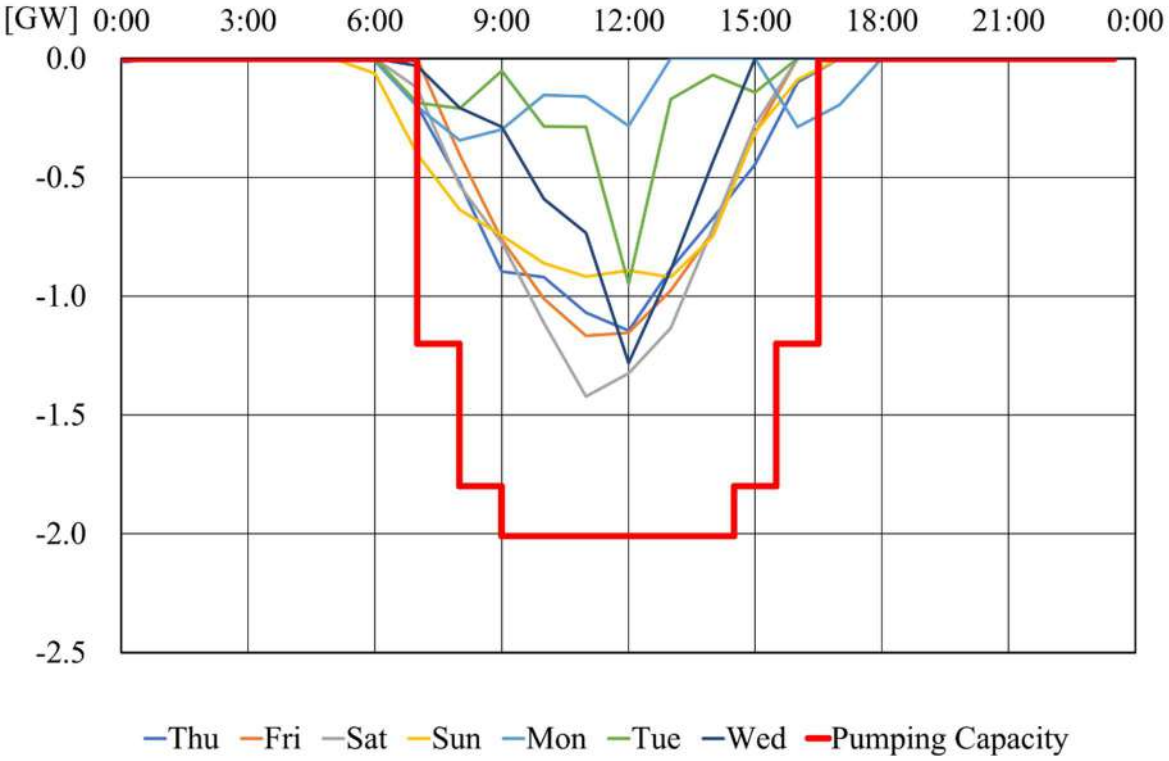


図 4-22 中国エリアの 2019 年 5 月 2 日から 8 日における
揚水発電の汲み上げに関する運用と容量

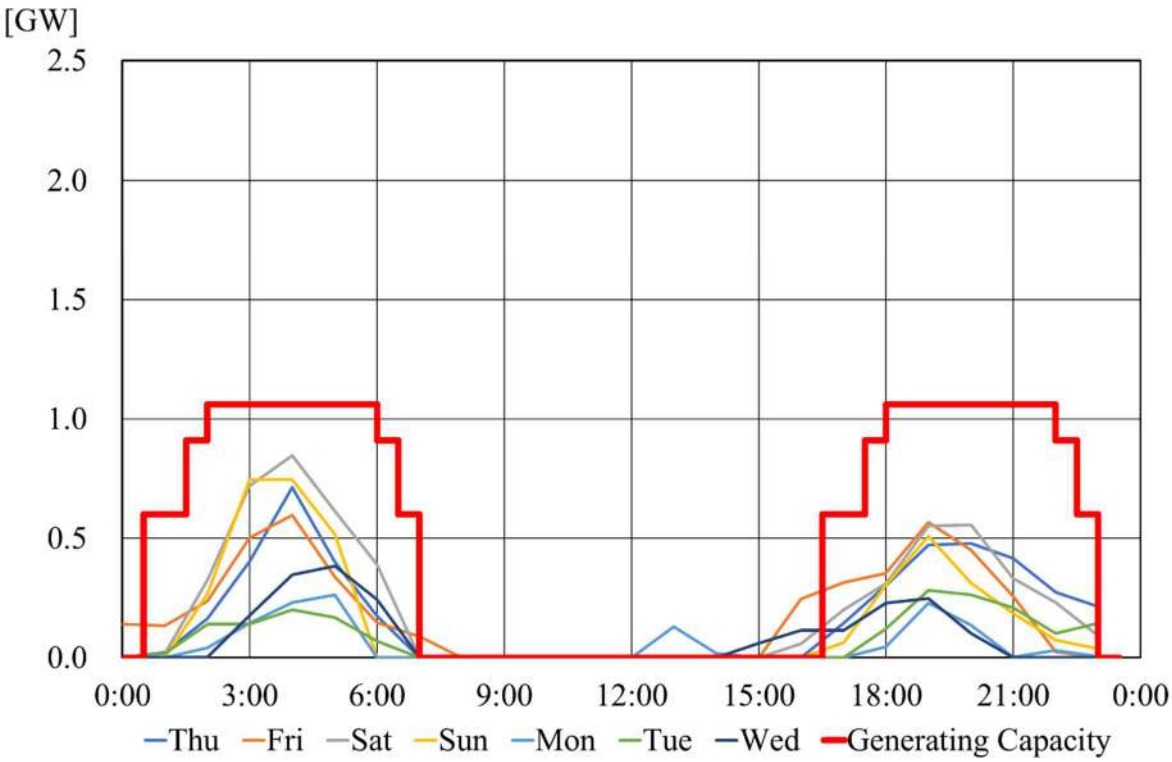


図 4-23 中国エリアの 2019 年 5 月 2 日から 8 日における
揚水発電の発電に関する運用と容量

④ 電力市場を介した PHES の運用

ここまでに、九州エリアにおける太陽光発電の出力抑制の量と、九州エリアと中国エリアを結ぶ地域間連系線である関門連系線の空き容量の捻出、そして中国エリアにおける PHES の空き容量の確認を行った。ここでは、PHES の汲み上げ及び発電を JEPX によるスポット市場のデータ(エリアプライス)を使用して算出する。

2019 年 5 月 2 日から 8 日までの中国エリアのエリアプライスの時系列データを図 4-24 に示す。また、図 4-24 のデュレーションカーブを図 4-25 に示す。当該期間に 0.01 円/ kWh となる時間帯があり、出力抑制中は価格が極度に低下していることが分かる。主にその時間帯を利用して九州エリアの太陽光発電の出力抑制分を中国エリアの PHES で汲み上げ運転を行う。なお、九州エリアと中国エリアを結ぶ地域間連系線である関門連系線の新たな空き容量の上限を超えない量としている。計算の結果、この運用による PHES の汲み上げにかかるコストは 3,740 万円となった。

日中に PHES の汲み上げ運転によりに電力を保存した後、その日の夜に発電を行う。計算の結果、PHES の発電による収入は 1 億 8,960 万円となった。したがって、この一連の運用による利益は 1 億 5,220 万円である。

この研究では、市場は既存のスポット市場を想定した。しかし、将来的には、現在日本政府が検討している需給調整市場や容量市場も検討する必要があるかもしれない。また、今回の検討は、出力抑制が 1 週間続いた期間の限定的な計算に過ぎないが、今後出力抑制がより頻繁に実施されるようになると本格的に検討する価値があると言える。

⑤ 留意すべき点

この研究に関して、既存の電力会社が発送電分離された後に、発電会社が電力を購入することに留意する必要がある。また、地域間連系線の空き容量の捻出に関して、定格容量での計算方法は現在の状況と異なる。ただし、地域間連系線の障害により九州エリアの供給が過剰になった際は、今回想定している太陽光発電の出力分を停止することで需給のバランスが取れる為、適切である。

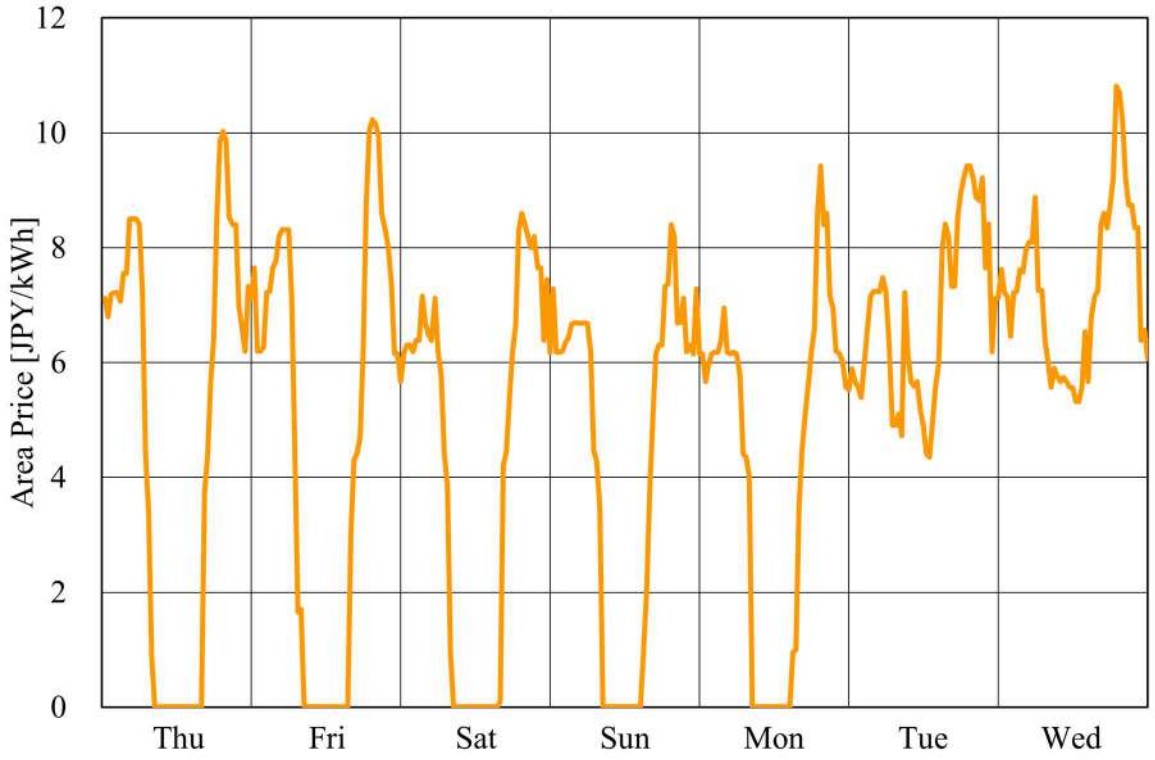


図 4-24 中国エリアの 2019 年 5 月 2 日から 8 日におけるエリアプライス

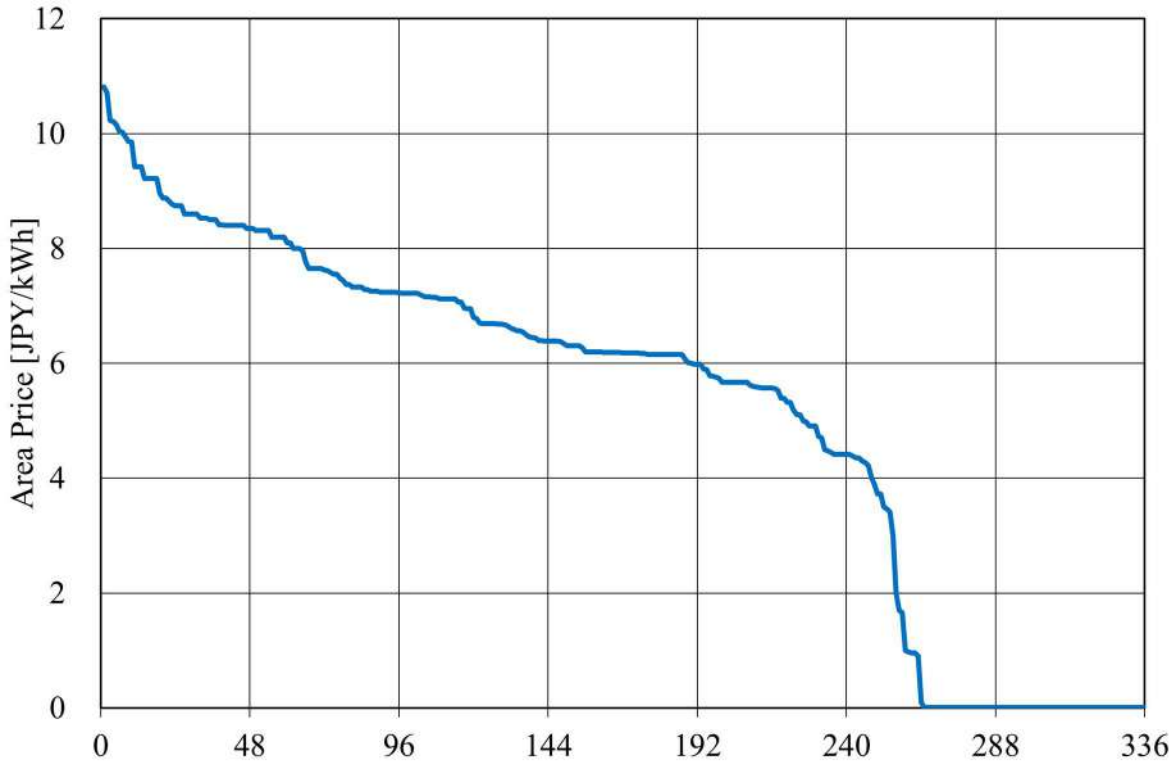


図 4-25 中国エリアの 2019 年 5 月 2 日から 8 日におけるエリアプライス
（デュレーションカーブ）

5）まとめ

本節では、実際のデータを使用して、九州エリアの太陽光発電の出力抑制分を、可能な限り地域間連系線を介して中国エリアの PHES へ送ることを提案した。詳細な分析に先立ち、太陽光発電・地域間連系線・PHES について日本の状況をまとめた。これにより、JEPX のスポット市場データを使用して、1 週間あたり 1 億 5,220 万円の利益が発生することが明らかになった。既存の電力会社の発送電分離と地域間連系線の空き容量の算出方法に注意を払う必要があるが、これは将来の太陽光発電の出力抑制を低減する為の効果的な手段であると言える。

第 3 節　地域間連系線の間接送電権と太陽光発電

日本において、2018 年 10 月から地域間連系線の間接オークションが始まり、その後、2019 年 4 月から間接送電権が始まった。時を同じくして、九州エリアにおいて 2018 年 10 月から太陽光発電の出力抑制が始まるなど大量導入が進んでいる。本節では、地域間連系線の間接送電権の取引結果を確認すると共に、太陽光発電の発電量との関係を考察した。

これより、需要に対する太陽光発電の発電量とエリア間の値差に関して、間接送電権の取引単位である 1 週間の累計値で相関が高くなっていることが判明した。また、北本を例に地域間連系線の増強により、エリア間の値差が減少することも確認された。

1）経緯

地域間連系線の間接オークションが 2018 年 10 月に開始されて以来、市場分断による事業者のリスクが高まっていた。そのような中、2019 年 4 月より間接送電権が開始された。これにより事業者のリスクは軽減されたが、間接送電権はどのような背景で取引されているのかを浮き彫りにする為、ここでは太陽光発電に注目して分析を行う。

①　地域間連系線

間接オークションは 2018 年 10 月から開始され、今までの先着優先を基本とした運用から、原則、全ての連系線容量を前日スポット市場に活用することとなった(図 4-26,4-27)[4.29]。これにより、例えば電力エリアをまたいだ相対契約等を行っている事業者は、先着優先を使用出来ないことにより、市場分断によるリスクを負うことになった。そこで、2019 年 4 月から間接送電権が開始され、そのリスクをヘッジすることがある程度可能となった。間接送電権とは、市場分断つまり電力エリア間で市場価格の値差が発生した場合に、その差額を受け取る権利を円/kWh の単位で購入することである。

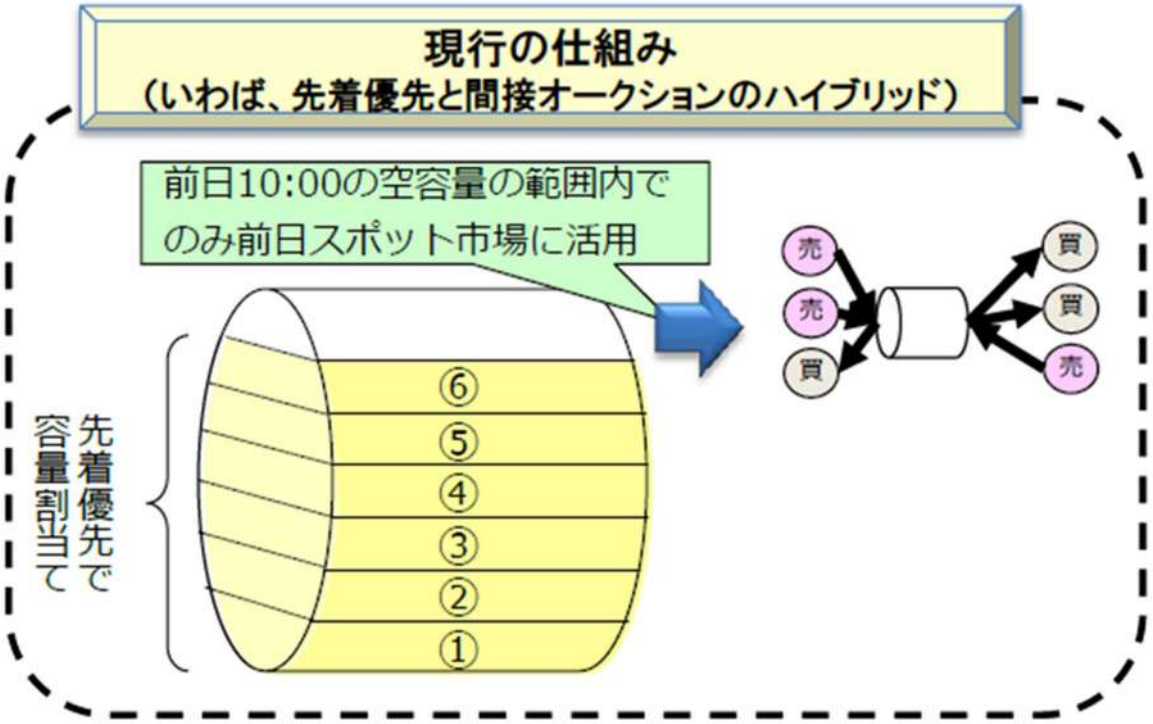


図 4-26 地域間連系線の運用(2018 年 9 月まで) (出典：METI)

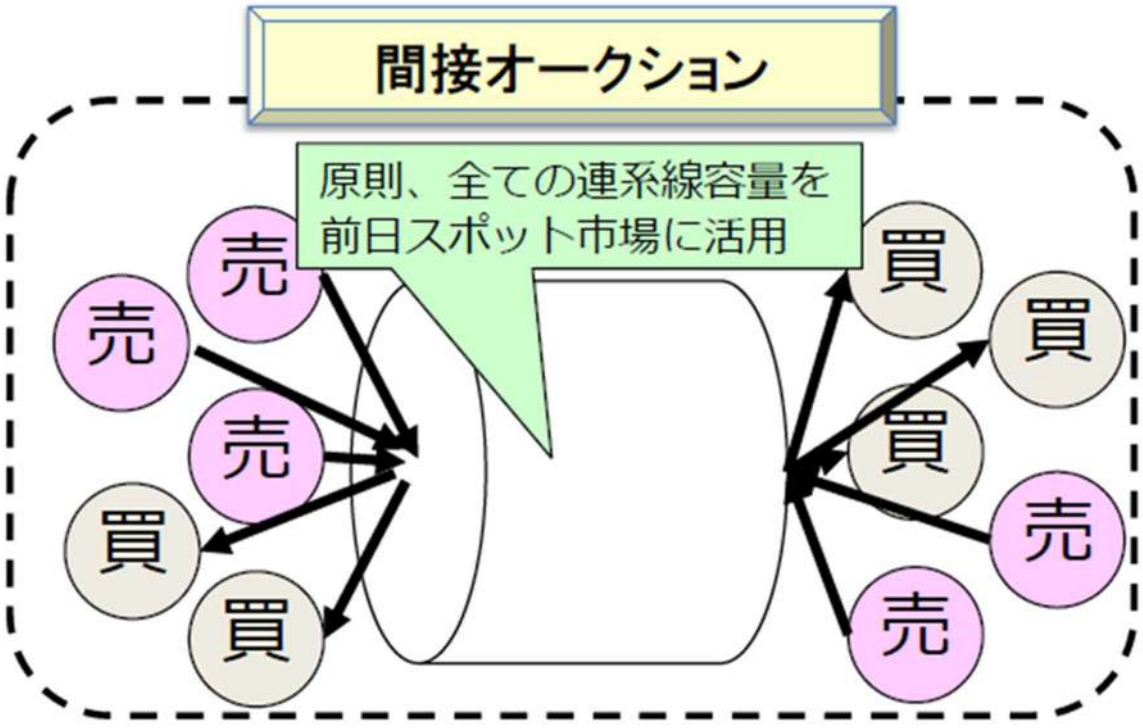


図 4-27 地域間連系線の運用(2018 年 10 月より) (出典：METI)

間接送電権の取引は 2019 年 4 月から開始され、実際の受け渡しは 2019 年 6 月より行われている。間接送電権の取引市場は日本卸電力取引所(JEPX)に開設された。取引内容は以下の通りである[4.30]。

- 期間は 1 週間(土曜日から金曜日)で、24 時間型
- 取引単位は 0.1MW、0.01 円/kWh
- 売買手数料は 0.01 円/kWh
- ブラインド・シングルプライス・オークション方式(スポット取引と同じ)
- プラスマイナス両方の差額に対して清算されるオブリゲーション型(プラスの場合だけ精算されるオプション型ではない)
- 対象となる地域間連系線は以下の 6 商品
  - ✓ 東北→北海道(北本逆向き)
  - ✓ 東京→中部(FC 順向き)
  - ✓ 中部→東京(FC 逆向き)
  - ✓ 四国→中国(本四逆向き)
  - ✓ 四国→関西(阿南紀北逆向き)
  - ✓ 九州→中国(関門逆向き)

② 太陽光発電

太陽光発電の大量導入が進み、九州エリアにおいて、2018 年 10 月に初めて出力抑制が太陽光発電で実施された。その後、九州エリアでは風力発電も含めて頻繁に実施されており、四国エリアや東北エリアでも出力抑制の準備が進められている。

2） 検討結果

① 間接送電権の取引結果

間接送電権の取引が始まった 2019 年 4 月から 2020 年 1 月までの結果のうち、実際の受け渡しが行われた 2019 年 6 月 1 日の週から 2020 年 1 月 4 日の週までの 32 週間に関して、間接送電権の取引結果を分析する[4.31]。

間接送電権の売り入札量を図 4-28 に示す。地域間連系線及びその向き、そして運用の状況により売り入札量は異なる。その中でも本四逆向きの「四国→中国」については、ほぼ一定で約 840MW と多くの量が売りに出されている。続いて、FC 順向きの「東京→中部」も概ね 600MW となっている。また、関門逆向きの「九州→中国」は分析期間の 32 週すべて売り入札量が 0MW となっている。

間接送電権の約定価格を図 4-29 に示す。FC 逆向きの「中部→東京」について、約定する場合は 1 円/kWh 程度と高い値が付いている。それ以外の商品に関しては、約定した場合でも最低価格である 0.01 円/kWh 程度となることが多い。

間接送電権の約定量を図 4-30 に示す。そして、前述の売り入札量である図 4-28 と比較した結果である約定率を図 4-31 に示す。これより、売り入札がある場合はすべて約定するか、売り入札があっても全く約定しないかの両極となっている。約定率が 0%か 100%になる確率(完全約定率)を図 4-32 に示す。これより、売り入札量が 0MW の「九州→中国」を除くと、北本逆向きの「東北→北海道」以外の 4 商品は完全約定率が 80%から 100%となっており、適切な売り入札量の検討が必要であると思われる。他方、「東北→北海道」については完全約定率が 20%程度であり、適度な売り入札量と見受けられる。

間接送電権の約定額を図 4-33 に示す。1 週間の約定価格(円/kWh)に約定量(MW)を乗じた値である。これより、約定価格が 1 円/kWh 程度と高く、約定量が 200MW 程度と多い FC 逆向きの「中部→東京」についてのみ 1 週間あたり 4,000 万円程度の額となる。それ以外の商品は数百万円以下である。

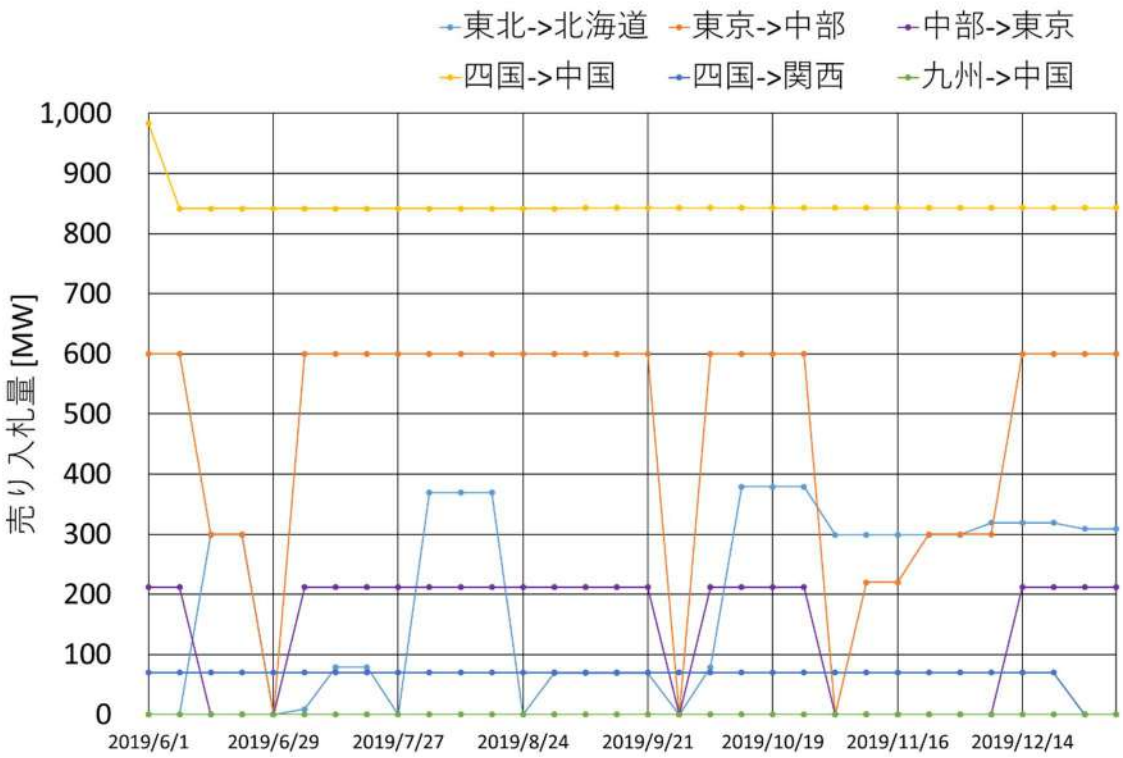


図 4-28 間接送電権の売り入札量

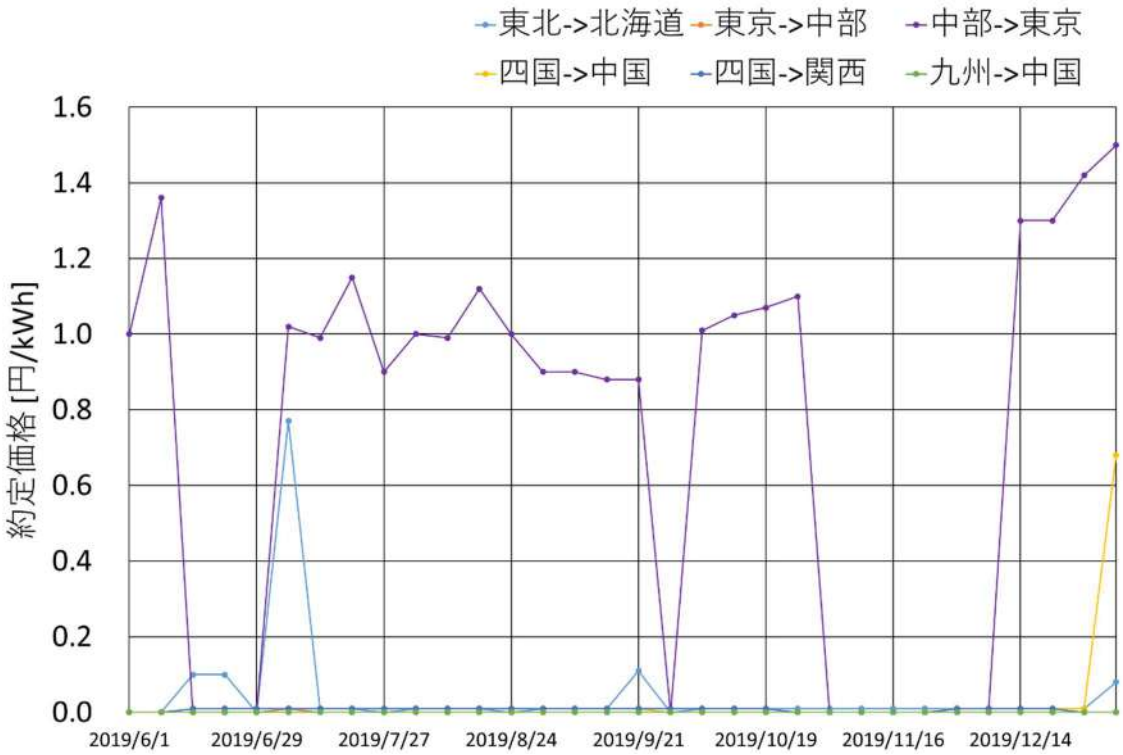


図 4-29 間接送電権の約定価格

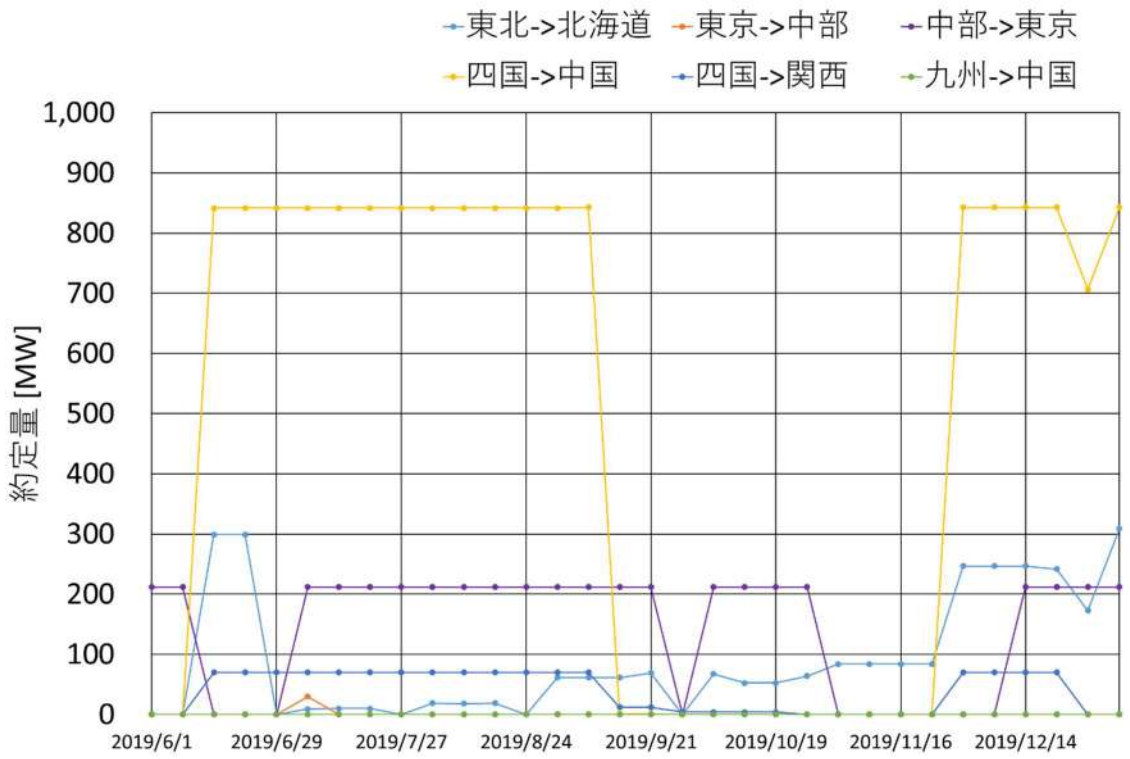


図 4-30 間接送電権の約定量

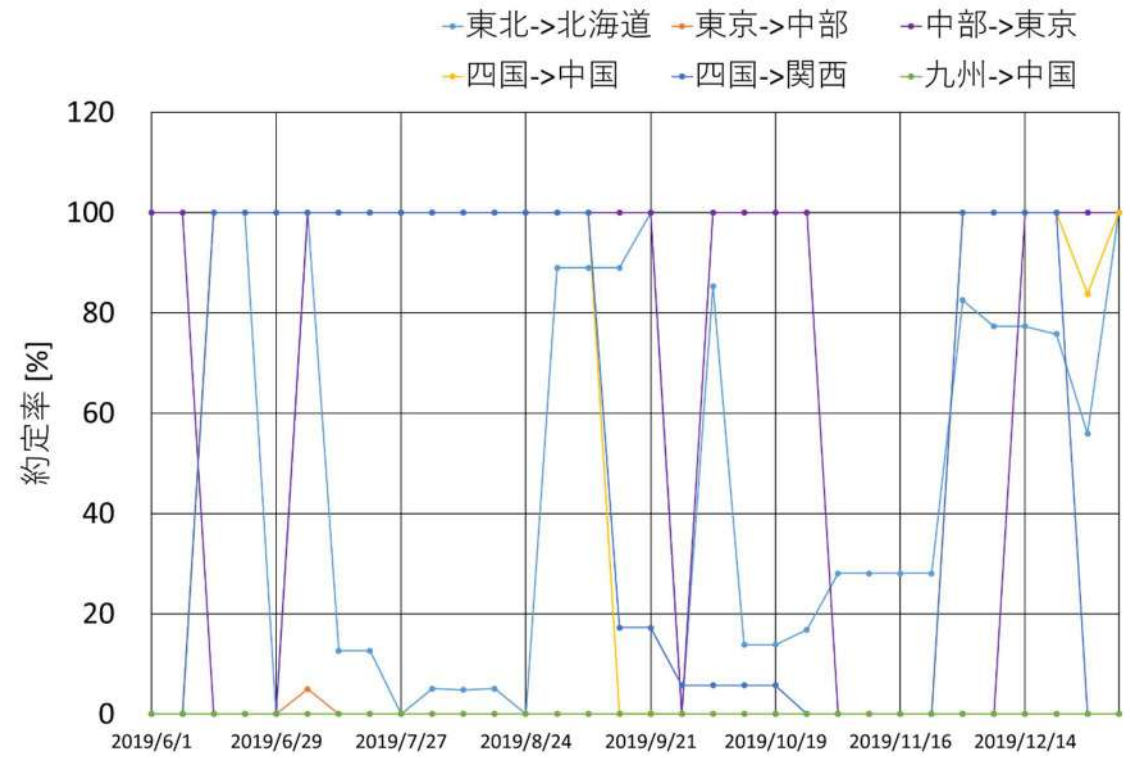


図 4-31 間接送電権の約定率

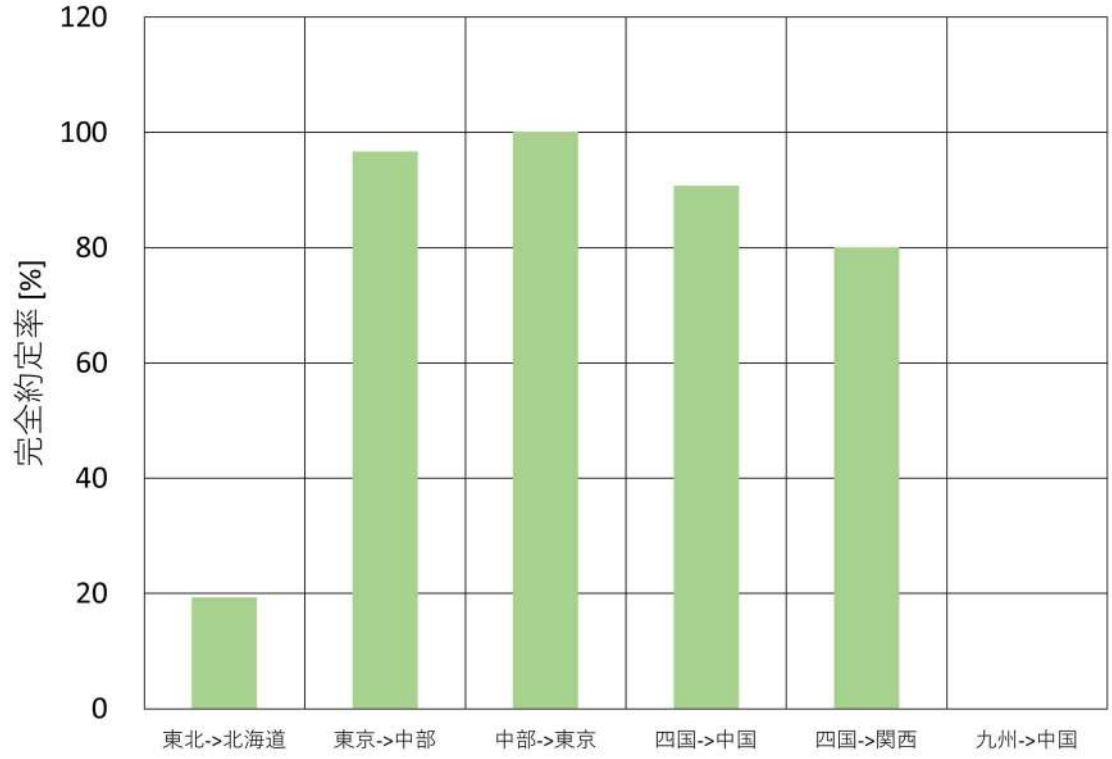


図 4-32 間接送電権の完全約定率

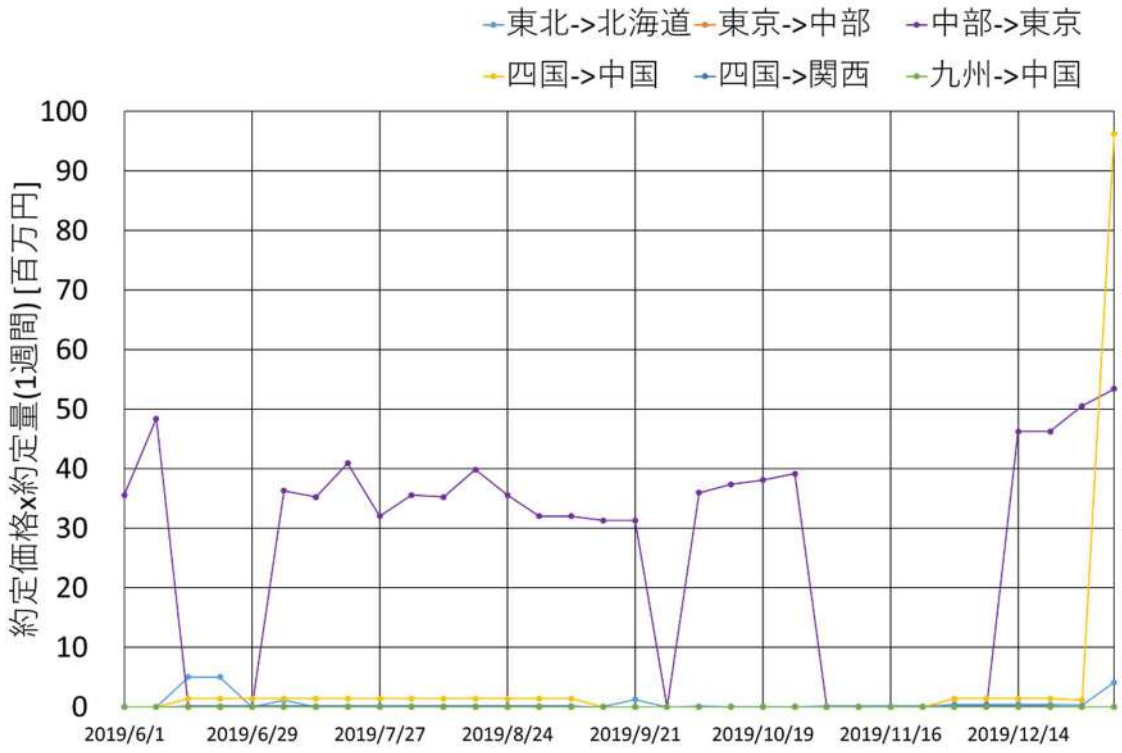


図 4-33 間接送電権の約定額

② 間接送電権とスポット価格

間接送電権の実際の受け渡しが行われた 2019 年 6 月 1 日の週から 2020 年 1 月 4 日の週までの 32 週間に関して、スポット価格を分析する[4.32]。

間接送電権の対象となっている前述の 6 商品に該当する、1 週間の累計エリア間値差を図 4-34(プラス側)及び図 4-35(マイナス側)にそれぞれ示す。これより、プラス側つまり間接送電権で市場分断のリスクをヘッジする値差は FC 逆向きの「中部→東京」と北本逆向きの「東北→北海道」が概ね 200 円/kWh から 800 円/kWh と多くなっている。他方、マイナス側つまりリスク回避が逆に働く場合は FC 順向きの「東京→中部」のみ-200 円/kWh 程度以下となっている。これは、FC が両方向対象商品となっているが、順向きの意義はあまり無いと思われる。

間接送電権と市場分断の結果から算出した各商品の清算金額について、1 週間毎の金額を図 4-36 に、32 週間の累計を図 4-37 示す。これより、FC 逆向きの「中部→東京」は変動幅が大きく、1 週間で約 2.8 億円のプラスになることもあれば、1 週間で約 0.3 億円のマイナスになることもある。他方、北本逆向きの「東北→北海道」は安定しており、毎週数千万円のプラスとなっている。それ以外の商品については、あまり大きな清算金額とはなっていない。32 週間の累計の清算金額について、FC 逆向きの「中部→東京」が約 6.5 億円、北本逆向きの「東北→北海道」が約 5.4 億円となっている。

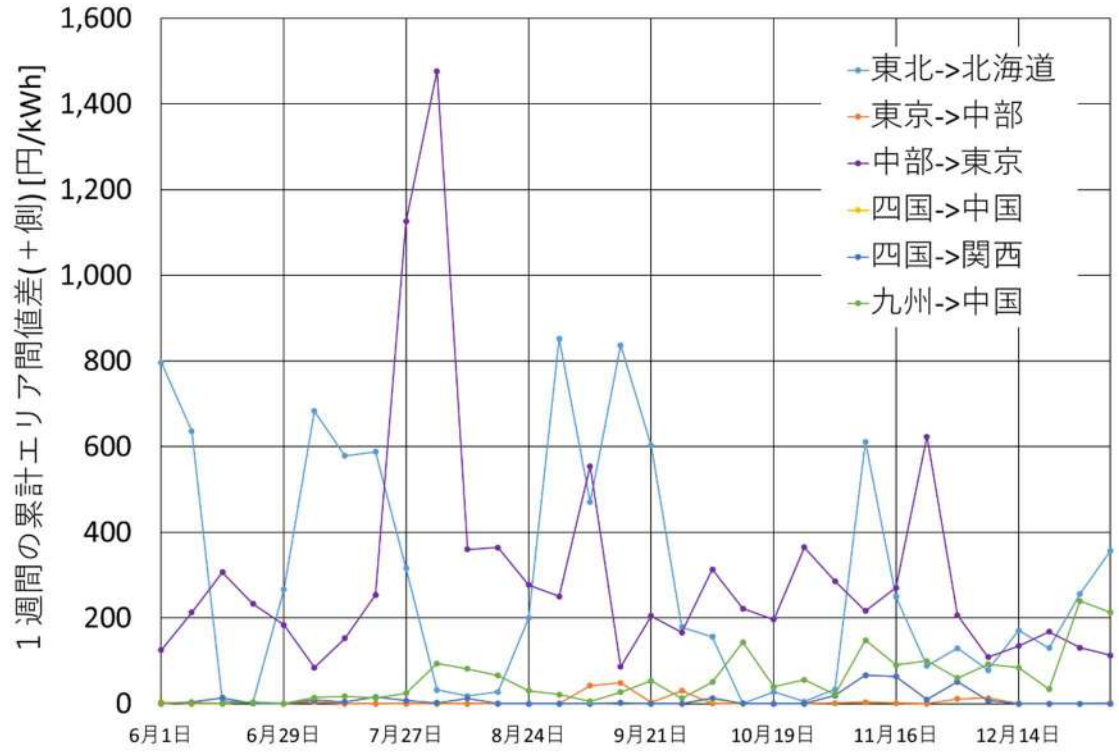


図 4-34 1 週間の累計エリア間値差(+側)

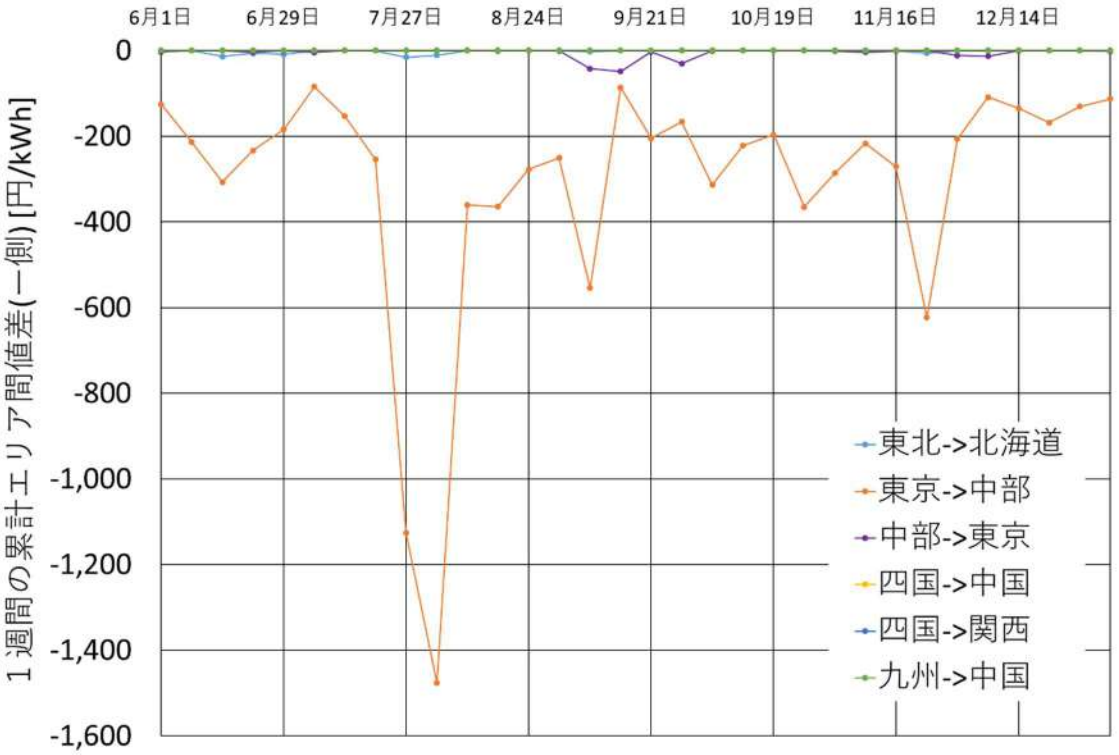


図 4-35 1 週間の累計エリア間値差(-側)

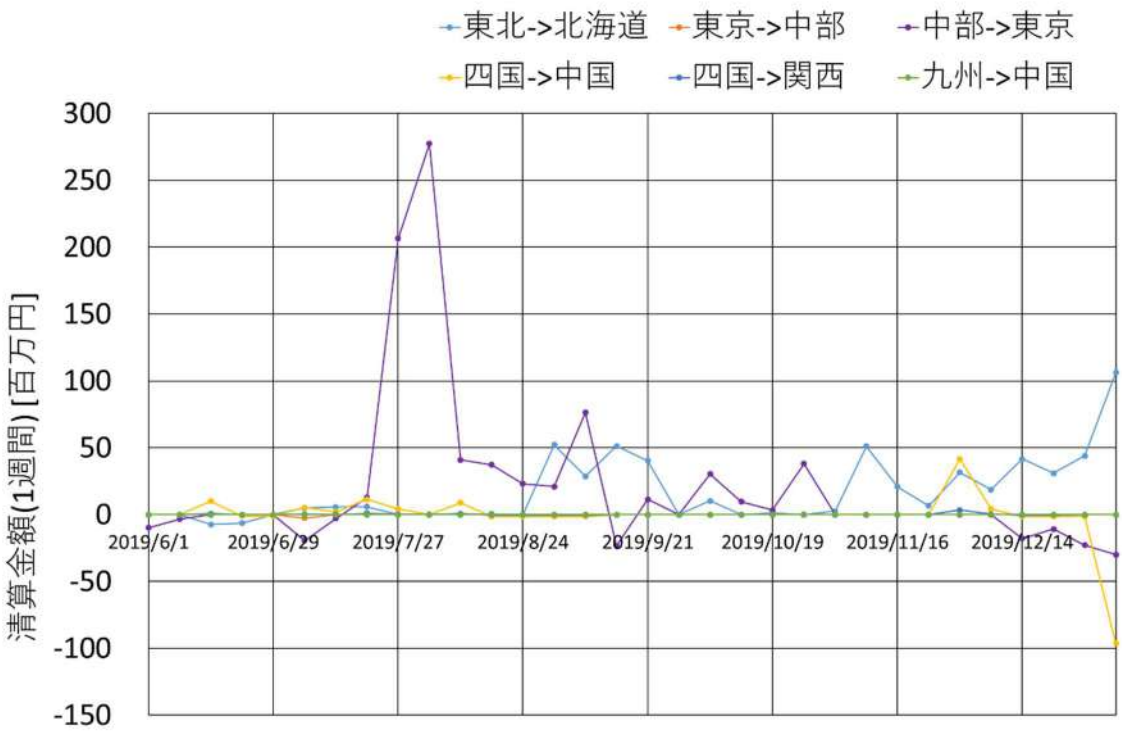


図 4-36 1 週間の清算金額

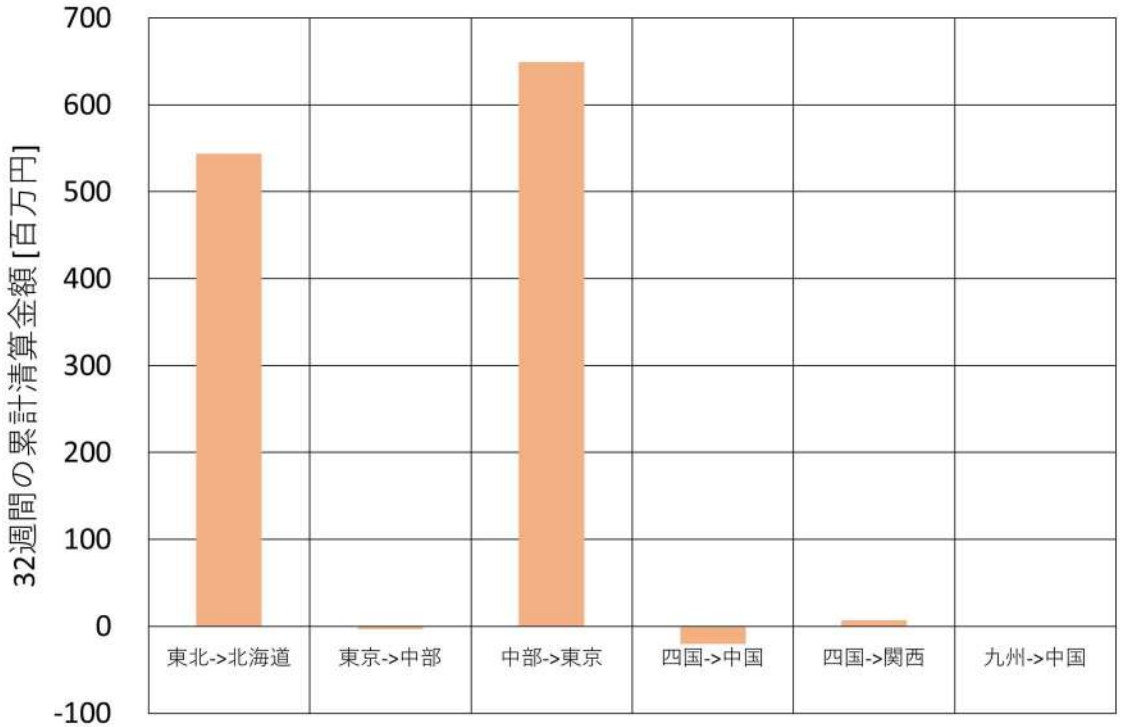


図 4-37 32 週間の累計清算金額

③　市場分断と太陽光発電

間接送電権の取引結果より、北本逆向きの「東北→北海道」及び FC 逆向きの「中部→東京」で効果があることが判明した。もし市場分断することが事前に予測可能であれば、間接送電権の入札をより適切に行うことが出来る。

そこで、この 2 つの商品について、1 週間の累計エリア間値差(プラス側)に対する低価格側のエリアにおける 1 週間の需要に対する太陽光発電の発電量の割合[4.33]を比較した結果を図 4-38 に示す。なお、前項まで検討対象とした 32 週のうち電力会社より需給データが公表されている 26 週間を分析した。また、その中で 1 週間の累計エリア間値差(プラス側)の合計が 100[円/kWh]以下の少ない週は検討対象外とし、「東北→北海道」で 16 週、「中部→東京」で 24 週を評価した。これより、相関係数は「東北→北海道」で 0.51、「中部→東京」で 0.19 となり、エリア間値差と太陽光発電の発電量は関係があることが伺えた。

今一度、間接送電権の意義を考えると、エリア間値差が発生しなければ不要となる。その為には、市場分断にならなければよく、充分な運用容量が確保される必要がある。

市場分断の発生状況に関して、北本逆向きについて着目する。送電容量が 2019 年 3 月までの増強前の 0.6GW の場合と、2019 年 4 月以降の増強後の 0.9GW の場合を比較する。対象期間について、間接送電権との関係も考慮し、さらに曜日も踏まえて増強前の 2018 年 6 月 2 日から 2019 年 1 月 11 日までと、増強後の 2019 年 6 月 1 日から 2020 年 1 月 10 日までの 32 週間とする。ただし、8 月第 4 週からの 4 週間は 2018 年 9 月に発生した北海道胆振東部地震の影響でデータ不足の為、検討対象外とし、計 28 週間とした。

北海道と東北の間の 1 週間の平均値差について、増強前と増強後の比較を図 4-39 に示す。これより、2018 年度(増強前)の平均値が 4.34 円/kWh であるのに対し、2019 年度(増強後)は 1.39 円/kWh となっており、3 分の 1 程度へ大幅に改善している。

以上より、地域間連系線の増強により市場分断が緩和されることが確認された。今後、北本の更なる増強や FC の増強(現状の 1.2GW に加え、2020 年までに 0.9GW、その後さらに 0.9GW の計 3GW)[4.34]によって、より市場分断が緩和されることに期待したい。

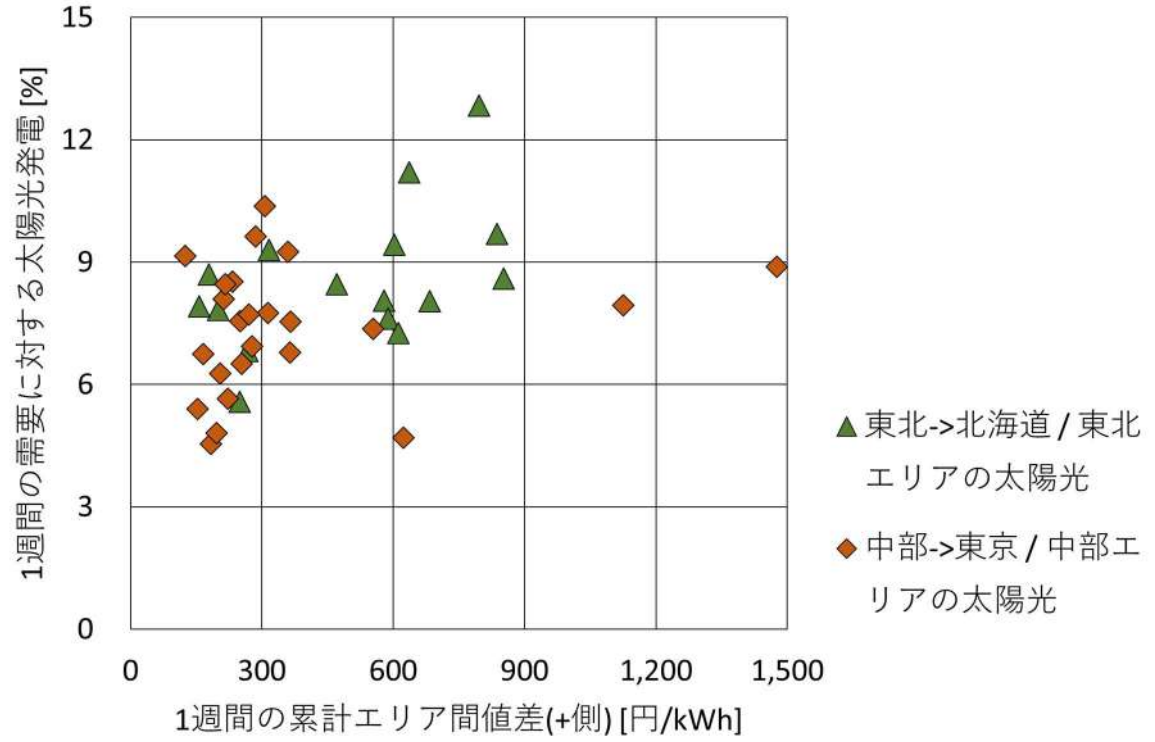


図 4-38 エリア間値差と太陽光発電



図 4-39 地域間連系線の増強と市場分断

3）まとめ

日本における地域間連系線の間接送電権の取引結果を分析した結果、北本と FC に関して特に影響が大きいことが判明した。また、太陽光発電の発電量との比較を行い、その相関を分析した。さらに、地域間連系線の増強により市場分断が緩和されることも確認できた。以上より、今後の間接送電権の市場がより適切に運用されることを望む。

参考文献

[4.5] Komiyama R, Fujii Y (2019) Optimal integration assessment of solar PV in Japan's electric power grid. Renewable Energy, Vol.139, pp: 1012-1028
[4.6] Ichimura S, Omatsu R (2019) Route designs and cost estimation for Japan-Russia and Japan-South Korea interconnections. Global Energy Interconnection, 2(2): 133-142
[4.7] Kimura S, Ichimura S (2019) Cost-profit analysis for Japan-Russia and Japan-South Korea interconnectors. Global Energy Interconnection, 2(2): 114-121
[4.8] Shi X, Yao L, Jiang H (2019) Regional power connectivity in Southeast Asia: the r ole of regional cooperation. Global Energy Interconnection, 2(5): 445-457
[4.9] Li J, Gao G, Ma L, et al (2019) Analysis of profit models for cross-border power interconnection projects. Global Energy Interconnection, 2(5): 458-465
[410] Yang Z, Liu C, Wu M (2019) Leading-edge technologies in hydropower developm ent in China. Global Energy Interconnection, 2(3): 244-253
[4.11] Deng Z, Xiao J, Zhang S, et al (2019) Economic feasibility of large-scale hydro-s olar hybrid power including long distance transmission. Global Energy Interconnection. 2 (4): 290-299
[4.12] Lu J, Shen J, Su C, et al (2019) Trans-regional transmission of large-scale hydro power: problems and solutions in receiving power grid. Global Energy Interconnection, 2 (4): 342-350
[4.13] Liu G, Qin H, Tian R, et al (2019) Non-dominated sorting culture differential ev olution algorithm for multi-objective optimal operation of Wind-Solar-Hydro complementa ry power generation system. Global Energy Interconnection, 2(4): 368-374
[4.14] Ichimura S, Kimura S (2019) Present status of pumped hydro storage operations to mitigate renewable energy fluctuations in Japan. Global Energy Interconnection, 2(5): 424-429
[4.15] Cheng C, Baker A, Stocks M, et al (2019) Pumped hydro energy storage and 10 0% renewable electricity for East Asia. Global Energy Interconnection, 2(5): 387-393
[4.16] Wang H, Peng C (2019) Study on integrated development and hybrid operation mode of nuclear power plant and pumped-storage power station. Global Energy Intercon nection, 2(4): 336-341
[4.17] Liu B, Zhou B, Yang D, et al (2019) Optimal capacity planning of combined ren ewable energy source-pumped storage and seawater desalination systems. Global Energy I nterconnection, 2(4): 310-317
[4.18] Li J, Yi C, Gao S (2019) Prospect of new pumped-storage power station. Global Energy Interconnection, 2(3): 235-243
[4.19] METI, "JAPAN'S ENERGY 2018", https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/broc

hures/pdf/japan_energy_2018.pdf
[4.22] OCCTO, “Operation plan for cross-regional interconnectors”, https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2018/files/2019_2028_unyouyourou.pdf
[4.25] Kyushu Electric Power Company, “Electric power generation operation in each source for a day”, http://www.kyuden.co.jp/effort_water_omarugawa_omaru04.html
[4.29] 資源エネルギー庁「間接送電権について」2017 年 10 月 30 日 https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/013_03_00.pdf
[4.30] 日本卸電力取引所(JEPX)「間接送電権取引市場について」2019 年 4 月 8 日 http://www.jepx.org/news/pdf/jepx20190405.pdf?timestamp=1578451124744
[4.34] 経済産業省(METI)「総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力需給検証小委員会 第 9 回会合 資料 6 」2015 年 4 月 3 日 https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/kihon_seisaku/denryoku_jukyu/pdf/009_06_00.pdf

データ情報

[4.1] Hand Book of Electric Power Industry, 2016 (The Federation of Electric Power Companies)
[4.2] The Federation of Electric Power Companies http://www.fepc.or.jp/library/data/infobase/pdf/07_b.pdf
[4.3] METI https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary
[4.4] OCCTO https://www.occto.or.jp/oshirase/sonotaoshirase/2016/170106_juyojisseki.html
[4.20] OCCTO, “Disclosure for hourly data of Demand and Supply balance in each area since 2016” https://www.occto.or.jp/oshirase/sonotaoshirase/2016/170106_juyojisseki.html
[4.21] Kyushu Electric Power Company, “Electricity Statistics Information” http://www.kyuden.co.jp/wheeling_disclosure.html
[4.23] IRENA, “Electricity storage and renewables” https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf
[4.24] METI, “Current status for nuclear power plants in Japan” https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/nuclear/001/pdf/001_02_001.pdf
[4.26] OCCTO, “Grid Information Service” http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN_login#
[4.27] Chugoku Electric Power Company, “Electricity Statistics Information” http://www.energia.co.jp/retailer/eria_jyukyu.html
[4.28] JEPX, “Transaction Result” http://www.jepx.org/market/index.html
[4.31] 日本卸電力取引所(JEPX)「間接送電権市場取引結果」 http://www.jepx.org/market/kansetsutr.html

[4.32] 日本卸電力取引所(JEPX)「スポット市場取引結果」 http://www.jepx.org/market/index.html
[4.33] 電力広域的運営推進機関(OCCTO)「供給区域別の需給実績の公表」 https://www.occto.or.jp/oshirase/sonotaoshirase/2016/170106_juyojisseki.html

第５章　洋上風力発電

第１節　政策の概要と懸案事項

1）概要

日本での再生可能エネルギーの導入量は低く、補助金なしで建設されているプロジェクトの数が増加しているヨーロッパのコストと比較して、日本のコストは依然として高い。

2018 年 7 月、日本政府は第 5 次戦略的エネルギー計画を承認した。この計画では、2030 年に向けた再生可能エネルギーの主力電源化の取り組みが含まれている。しかしながら、風力発電の導入目標はわずか 1.7%であり、日本の年間電力消費量は約 1,000 テラワット時であることを考慮すると、前述の目標を達成するために、設置容量は陸上と洋上の両方を含めて 10 ギガワット（GW）と見積もられる。

一方、2019 年 3 月末の風力発電の設備容量は 3.65 GW で、そのうち洋上風力はわずか 20.4 メガワット（MW）である。すべての洋上風力の設備容量は、政府主導のパイロットプロジェクトに関連している。

特に洋上風力発電の導入を促進するために、政府は新しい法律「海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律」を 2019 年 4 月 1 日に施行した。重要な点はふたつあり、1 つ目は一般海域における最長 30 年間の海域占有であり、2 つ目は事業者選定である。

本節では、この新しい法律に言及し、2030 年までに洋上風力を日本における主力電源化とする展望と課題についてまとめる。

2）関連する資料

政府から公開されているオンラインデータ、具体的には経済産業省(METI)や国土交通省(MLIT)からのウェブサイトで公開されている資料を使用する。合同会議である METI「総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会/電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 洋上風力促進ワーキンググループ」と MLIT「交通政策審議会港湾分科会環境部会洋上風力促進小委員会」の中間整理は特に重要である。このワーキンググループは、さまざまなバックグラウンドを持つ 10 人の専門家（学者、企業）で構成され、2018 年 12 月から 2019 年 3 月までの 4 回開催された。委員会では、まず、現在の状況と論点が確認され、次に促進区域の指定と事業者選定に焦点を合わせることにした。そして、中間報告書が 2019 年 4 月に公開された。先行事例で、日本と同様の島国である英国との比較が行われている。

3）評価方法

指定された促進区域については、水深が 30 メートル未満で、平均風速が毎秒 7.0 メートルを超えると、30%を超える設備利用率を達成できる。2030 年までに稼働する予定のエリアの数は 5 つとする。想定される設備容量は、ヨーロッパのプロジェクトを参照して、各エリアで

約 350 MW となる。

事業者選定のガイドラインについては、価格と実現可能性の両方で評価される。価格は、最低入札価格を提案価格で割った値から最大 120 ポイントまで計算される。事業実現性は、「事業の実施能力」80 ポイント、「地域との調整、地域経済等への波及効果」40 ポイント、合計 120 ポイントの合計になる。

4）懸案事項

拠点港は、洋上風力発電とその保守・運用をする為に非常に重要である。現時点では、残念ながら、重量物を陸上で保管できる港はとても少ない。さらに、風車メーカは日本に無く、日本に洋上風力発電を設置することに慣れている海洋建設業者もそれほど多くない。また、浮体式については、日本には大きなポテンシャルがあるにもかかわらず、実現へ向けた検討は充分ではない。

環境影響評価が長期間に渡る為、風力発電の導入が遅くなることも問題の一つである。設備容量が 10 MW を超えるプロジェクトに適用される。他の大きな問題は、接続する電力系統に空き容量が無い為、系統連系が出来ないことである。その結果、電力系統を増強する為の入札が同時に進行している。

洋上風力発電は、日本で既に多く導入されている太陽光発電との補完性があり、既に実証されている。この技術は新しいビジネスモデルである。

5）今後の課題

各促進区域における設備容量、各年の目標設置容量、促進区域の占有料など、まだ解決すべき課題がいくつかある。したがって、この新しい法律に関する運用は随時見直されながら、日本での洋上風力発電の継続的な導入へ向けて、最良の方法を検討し続けるべきである。

第２節　拠点港に関する展望と課題

1) はじめに

① 背景

2011 年 3 月 11 日に東日本大震災が発生し、福島第一原子力発電所で事故が起こった。その後、日本の電力システムの見直しの必要性が強く認識され、2012 年には固定価格買取制度(FiT：Feed-in Tariff)が開始された。その後、日本での再生可能エネルギーの導入が徐々に増加した。2018 年 7 月に第 5 次エネルギー基本計画が閣議決定され、2030 年に向けて再生可能エネルギーの主力電源化が明確に述べられている。

一方、現在導入されている再生可能エネルギーの累積導入量については、太陽光発電は 56.0 GW(図 5-1)[5.1]であるが、風力発電は 3.66 GW(図 5-2)[5.2]に留まっており、他の国と比較して、風力発電は太陽光発電よりはるかに少ない。さらに、洋上風力発電に関しては、港湾地域を除くプロジェクトはわずか 20.4 MW であり、これらはすべて政府の実証プロジェクトである。

各国の導入量の詳細は、太陽光発電の場合、中国が 176 GW で最も多く、米国が 62 GW で、日本が 56 GW となっている。その後、ドイツ、インド、イタリア、イギリス、オーストラリア、フランス、そして、韓国は 10 位で 7.9GW であり。

陸上および洋上風力発電の合計では、中国が最も多く 211GW、米国は 97GW、ドイツは 60GW となっている。これにインド、英国、フランス、ブラジル、カナダが続き、日本は 13 位である。洋上風力発電では、英国が 8.0GW で最も多く、次にドイツが 6.4GW、中国が 4.6GW となっている。

② 課題

洋上風力発電の導入が日本で進まない主な理由の 1 つは、一般海域を長期間占有するルールが無かったことである。その対策として、内閣は新法「海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律」を承認した。これは 2019 年 4 月 1 日に施行された。この法律に関連して、2019 年 6 月に経済産業省(METI)と国土交通省(MLIT)は、促進区域のガイドラインと、事業者を選定する為のマニュアルを作成した。これにより、今後多くの風車が日本の海に設置されると考えられる。

ただし、拠点港の詳細はまだあまり議論されていない。促進区域と事業者が選定され、風車の設置作業などの SEP 船が準備されたとしても、それらを組み立てて実行する為の拠点港が用意されていなければ、洋上風力発電の導入に対する大きな障害になる。その為、本項では、風況などを考慮して、促進区域に指定される可能性の高い方自治体を想定し、また、洋上風力発電の規模と設置時間から必要な拠点港を算出する。そして、その為に必要な対策をまとめ、洋上風力発電の着実な導入を目指す。

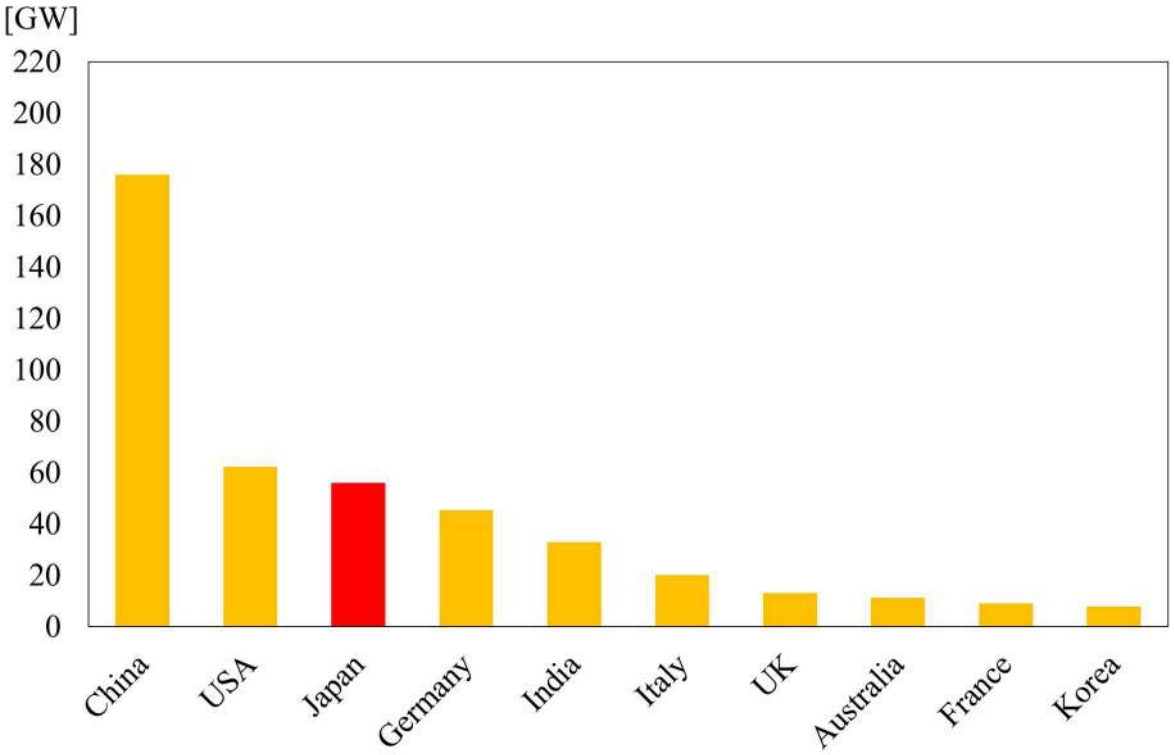


図 5 -1 太陽光発電の導入量

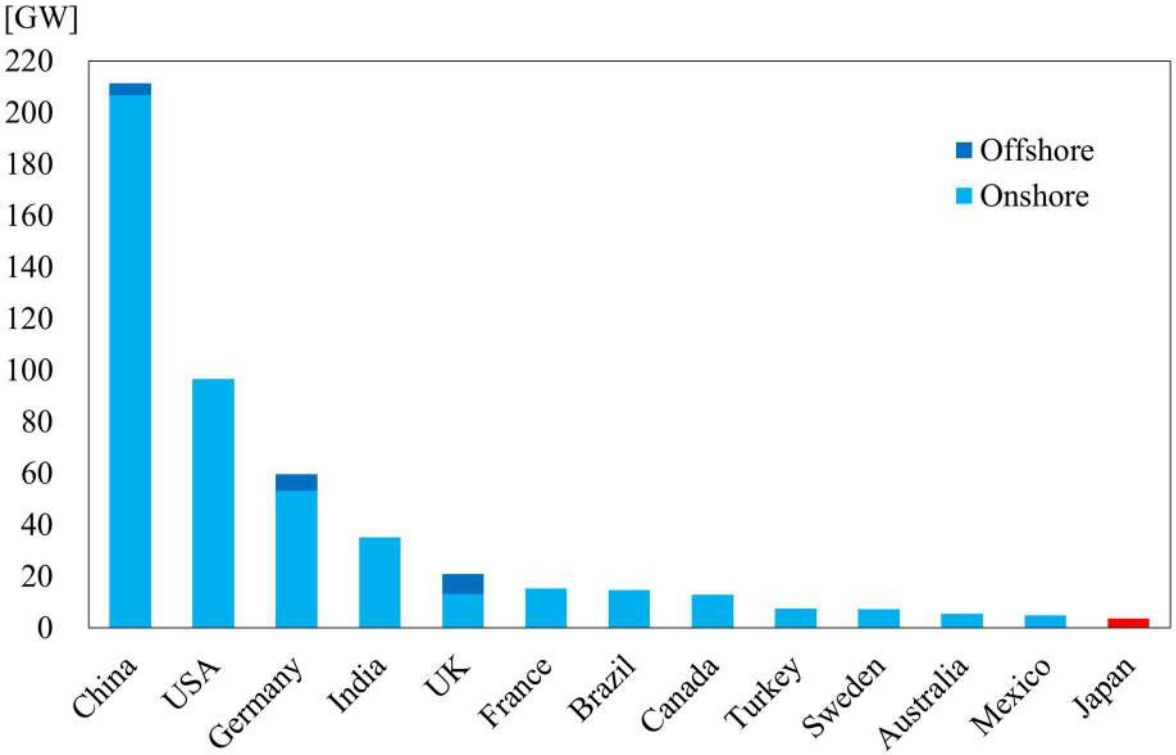


図 5-2 風力発電の導入量

2） 導入予測と洋上風力の場所

① 導入予測

日本風力発電協会（JWPA）によると、洋上風力発電のポテンシャルは約 91GW であり、2030 年までにそのポテンシャルの約 10%を導入可能としている。図 5-3 は、2030 年に洋上風力発電が合計 9.6GW、そのうち着床式が 5.8GW、浮体式が 3.8GW になることを示している。陸上風力は 26.6GW で、洋上風力との合計は 36.2GW となる[5.3]。

2030 年までのロードマップについては、2020 年の合計は 10.9 GW であり、そのうち 10.2 GW は陸上、600 MW は着床式、100 MW は浮体式である。また、2040 年の合計は 65.9GW であり、そのうち 38GW は陸上、15GW は着床式、12.9GW は浮体式です。最後に、2050 年の合計は 75 GW、38 GW は陸上、19 GW は着床式、18 GW は浮体式です。この導入量の予測から、日本の風力発電のロードマップでは、2050 年までに陸上でその約半分を導入し、着床式が残りの半分をカバーし、最終的に浮体式が設置されることとなる。

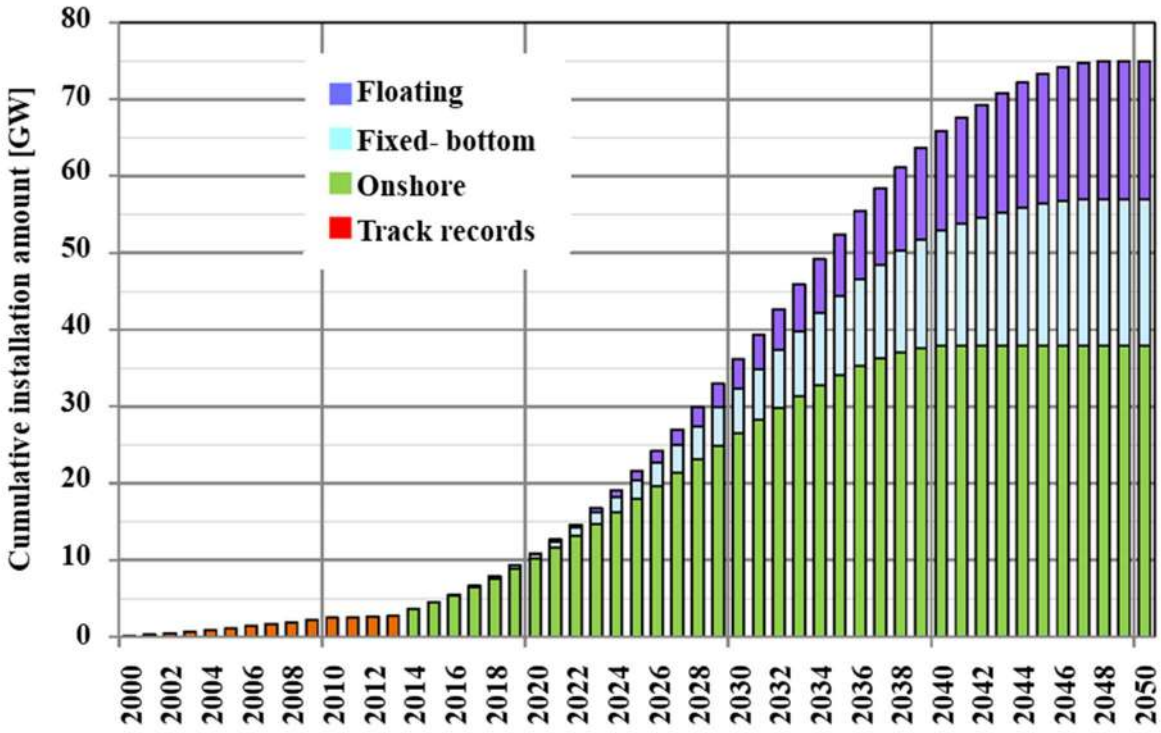


図 5-3 風力発電の導入予測（出典：JWPA）

② 環境影響評価

環境影響評価(EIA)を行っているプロジェクトに関しては、経済産業省(METI)によると、一般海域で合計 4,820 MW となる[5.4]。図 5 -4 は、港湾区域を含む洋上風力発電の環境影響評価の状況を示す。この数字は 2018 年 8 月時点のもので、合計 17 件のプロジェクトがあり、そのうち 6 件が港湾区域(赤)、11 件が一般海域(青)となっている。また、港湾区域での 1 つのプロジェクトと一般海域での 3 つのプロジェクトで既に完了している。なお、これらのプロジェクトはすべて政府のパイロットプロジェクトである。

プロジェクトの規模は、2 MW から 1,000 MW までさまざまであり、特に秋田県や青森県などの東北地方の海域では規模が大きくなる傾向がある。最も大きい規模は「秋田県由利本荘沖」の 1,000MW である。現時点での環境影響評価は、後述する促進区域とは関係なく、事業者により独自に実行されている。

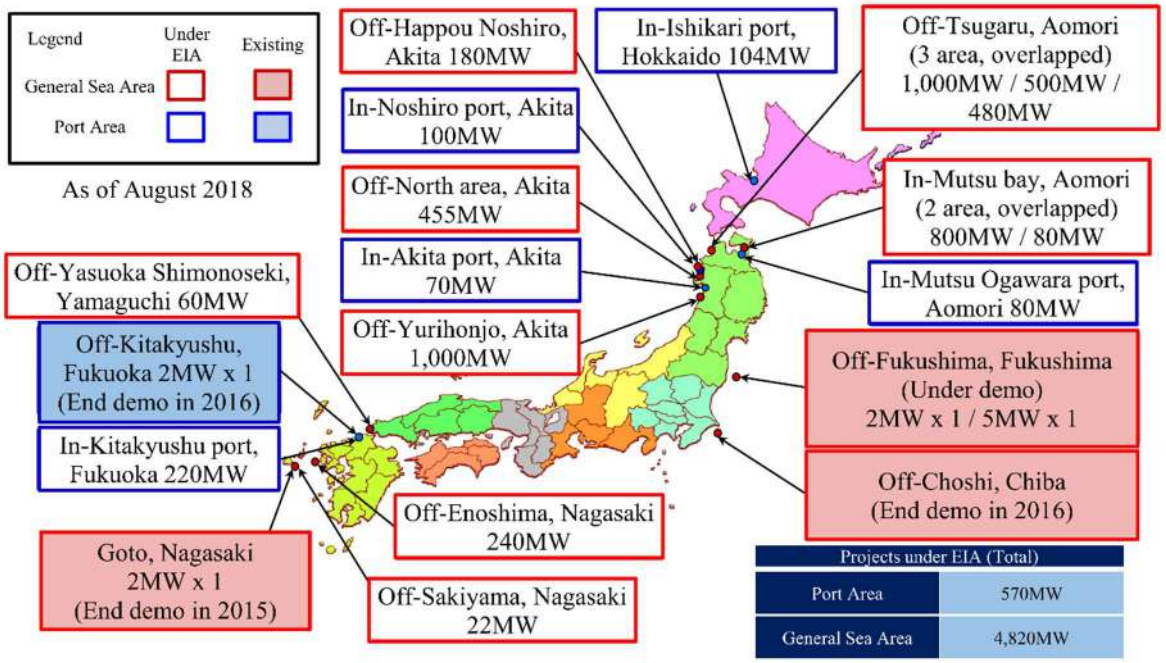


図 5-4 洋上風力発電の環境影響評価（出典：METI）

③ 促進区域

2019 年 7 月 30 日、経済産業省(METI)と国土交通省(MLIT)は共同で、再エネ海域利用法に基づいて、今後の促進区域の指定に向けて有望な区域等を整理した[5.5]。これによると、11 のエリアが、「既に一定の準備段階に進んでいる区域」とされ、表 5-1 に示す。これらの 11 のエリアのうち、4 つのエリアが「協議会の組織等の準備を直ちに開始する有望な区域」とされ、協議会の組織や国による風況・地質調査の準備を直ちに開始することとなった。

11 のエリアは、青森県 3 エリア、秋田県 4 エリア、新潟県 1 エリア、千葉県 1 エリア、長崎県 2 エリアとなっており、日本の 47 都道府県のうち 5 都道府県に集中している。青森と秋田はどちらも東北地方にあり、11 のエリアの半分以上が東北に集中している。

有望な区域以外の 7 つの地域については、地域の合意、利害関係者の特定と調整、防衛の考慮、送電網の確保、世界遺産との関係などの懸念事項がある。

表 5-1 促進区域の指定に向けて有望な区域

	Area	Note
1	Sea of Japan offshore Aomori Prefecture (northern side of the prefecture)	-
2	Sea of Japan offshore Aomori Prefecture (southern side of the prefecture)	-
3	Mutsu Bay, Aomori Prefecture	-
4	Sea area offshore Happo Town and Noshiro City, Akita Prefecture	-
5	Sea area offshore Noshiro City, Mitane Town and Oga City, Akita Prefecture	Promising
6	Sea area offshore Katagami City, Akita Prefecture	-
7	Sea area offshore Yurihonjo City, Akita Prefecture (northern and southern sides of the prefecture)	Promising
8	Sea area offshore Murakami City and Tainai City, Niigata Prefecture	-
9	Sea area offshore Choshi City, Chiba Prefecture	Promising
10	Sea area offshore Eno Island, Saikai City, Nagasaki Prefecture	-
11	Sea area offshore Goto City, Nagasaki Prefecture	Promising

④ プロジェクトの規模

図 5-5 は、11 のエリアにおいて、各事業者により独自に進められているプロジェクトの予想規模、つまり設置容量をまとめたものである。プレスリリースと事業者による情報等を組み合わせたものである。図 5-5 において、青い円は有望な区域を示し、黄色の円は他の区域を示している。円内の数値は設備容量を意味し、これはプロジェクトの規模である。

有望な区域での最大のプロジェクトは、千葉県銚子沖の 1,000 MW である。次に、秋田県由利本荘沖 700MW となっている。これらの規模は、1 つの既存の火力発電所に相当する。また、455MW である秋田県の能代沖が続く。最後に、長崎県五島では 22 MW になるが、これは他の着床式とは異なり、浮体式として計画されていることに留意する必要がある。

有望な地域以外では、2 つの 800MW プロジェクトが青森県で計画されている。また、新潟県の 500 MW プロジェクトは、電力網の確保が懸念されている。そして、長崎県江島沖のプロジェクトでは、世界遺産との関係に問題がある。

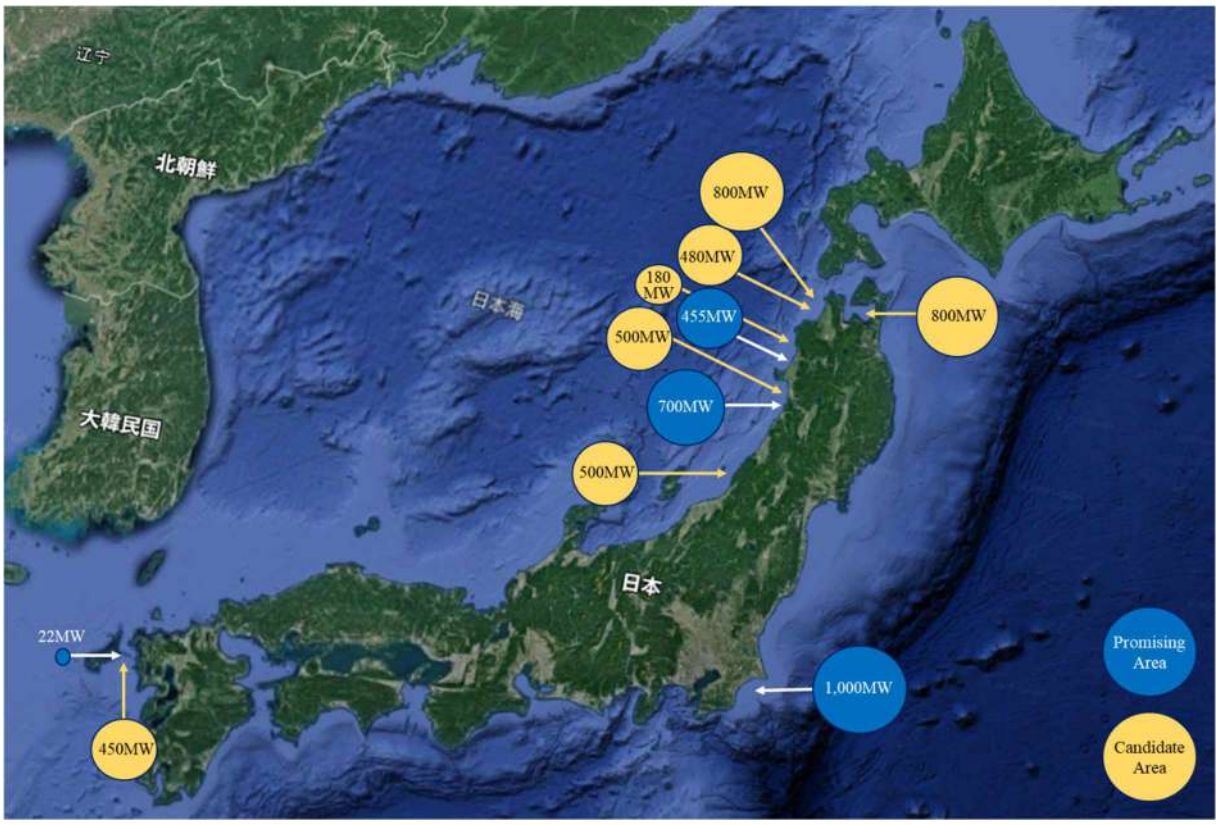


図 5-5 促進区域の指定へ向けた有望な区域で想定される設備容量（Google Map を基に作成）

3） 拠点港

① 拠点港の仕様

洋上風力発電の拠点港となる為には、作業効率の観点から計画地に近いことが最も重要であり、距離は 100km 以内とが望ましいと考えられる。さらに、50〜100 ヘクタールのスペースも必要である。風車タービンの主要部分であるナセル、ブレード、タワーは、通常のコンテナ貨物よりも重い為、1 平方メートルあたり数十トンの地耐力が必要となる。また、製造施設と試験施設があると便利である。SEP 船が着眼する為には、ある程度の水深も必要となる。

一方、化石燃料から再生可能エネルギーへの移行が進む現在の傾向を考慮し、本研究では、老朽化した石油および石炭火力発電所を拠点港に変換することを提案する。具体的には鹿島火力発電所(1971 年、石油)、秋田火力発電所(1972 年、石油)、能代火力発電所(1993 年、石炭)、松浦火力発電所(1990 年、石炭)、および知内発電所(1983 年、石油)を挙げる。

② 火力発電の転用

上記で提案された火力発電所の拠点港への転換に関して、米国で実際に廃止された火力発電所が洋上風力発電の関連施設に転換されている例がある。 マサチューセッツ州のブレイトンポイント石炭火力発電所の例を示す。図 5-6 に過去の石炭火力発電所の写真を示す。また、図 5-7 に示すように、洋上風力発電所からの海底電力ケーブルの着陸地点、AC / DC コンバーターの設置、蓄電池と太陽光発電、および教育センターがある。これらに加えて、拠点港の中心的な機能である風車タービンの組み立てエリア、基礎ヤード、およびメンテナンスドックもある[5.6]。



図 5-6 石炭火力発電所の写真(ブレイトンポイント) (出典：WPO)

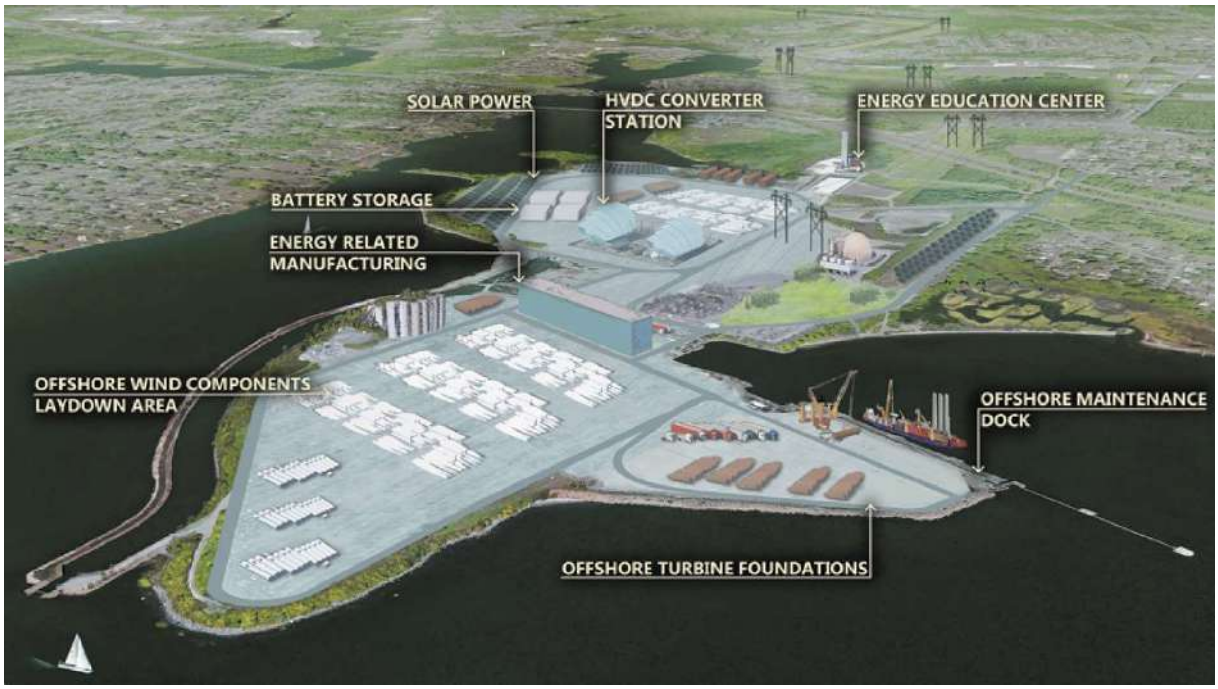


図 5-7 洋上風力発電の拠点港への転換例（出典：WPO）

③ 2030 年へ向けたスケジュール

これまでに要約された促進区域に関する情報に基づいて、2030 年へ向けた導入スケジュールに関して、上記で設定された 5 つの拠点港について表 5-2 に示すようにまとめる。このことから、2030 年の累積導入量は 9.5GW となり、JWPA の目標としている累積導入量の 9.6GW は、ほぼ満足できると言える。

なお、ひとつのプロジェクトあたりの建設期間は 30 MW /月として算出し、準備期間は均一の 1 年として追加している 2021 年に促進区域の事業者が決定されると、翌年には拠点港の管理下にあるエリアに従って進められる。さらに、管理下にある候補区域が完了した拠点港については、標準のプロジェクトの規模とされている 360 MW を 2030 年へ向けて建設されるとした。最終的に、これらの合計の導入設備容量は、上記の 9.5 GW となる。

表 5-2 拠点港と 2030 年へ向けた風力発電の導入スケジュール

	Base Port, (Prefecture)	Offshore Wind Area, (Prefecture)	Status	Capacity [MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Kashima, (Ibaraki)	Choshi, (Chiba)	Promising	1,000										
		TBC, (Ibaraki)	-	360										
		TBC, (Shizuoka)	-	360										
		TBC, (Shizuoka)	-	360										
2	Akita, (Akita)	Yurihonjo, (Akita)	Promising	700										
		Murakami and Tainai (Niigata)	Candidate	500										
		Katagami, (Akita)	Candidate	500										
		TBC, (Niigata)	-	360										
3	Noshiro, (Akita)	Noshiro, Mitane and Oga (Akita)	Promising	455										
		Happo and Noshiro (Akita)	Candidate	180										
		TBC, (Akita)	-	360										
		TBC, (Aomori)	-	360										
		TBC, (Akita)	-	360										
4	Matsuura, (Nagasaki)	Goto, (Nagasaki)	Promising	22										
		Saikai, (Nagasaki)	Candidate	450										
		TBC, (Fukuoka)	-	360										
		TBC, (Saga)	-	360										
		TBC, (Fukuoka)	-	360										
5	Shiriuchi, (Hokkaido)	Aomori North, (Aomori)	Candidate	800										
		Mutsu Bay, (Aomori)	Candidate	800										
		Aomori South, (Aomori)	Candidate	480										

4） 費用便益分析

① 前提条件

前項では、既存の火力発電所の拠点港への転換を提案した。火力発電所の解体費用と、重量物を取り扱う為、地耐力の改良作業が必要となる。他方、韓国でも洋上風力発電所の拡大が予想されており、例えば既に多くの港湾施設がある釜山が拠点港となることは充分に考えられる。したがって、本項では、費用便益分析として、釜山を拠点港とした場合と比較する。

比較する項目は、火力発電所の解体費用と地耐力の改良作業費に対して、釜山への追加の航海日数と船舶の追加用船料となる。

② 解体費用と追加用船料

火力発電所の解体費用及び地耐力改良作業のそれぞれについて、経済産業省のデータ[5.7]及び国土交通省のデータ[5.8]に従って表 5-3 に示す。火力発電所の建設の単価は、石油火力発電所は 2,000 [億円/ GW]、石炭火力発電所は 2,500 [億円/ GW]となる。そして、解体費用は建設費用の 5%に設定されており、地耐力の改良作業は一律 20[億円]とした。これより、解体費用の合計は 1,241[億円]となる。

また、釜山を拠点港とした場合の追加となる用船料を表 5-4 に示す。釜山までの航海距離は各拠点港から算出され、追加となる航海日数は巡航速度 15[km/h]で算出した。なお、日本国内の各拠点港からの通常の航海日数は 3[日]としている。これより、各拠点港に対する年間の合計追加日数が算出される。そして、用船料を 2,000[万円/日]と設定した結果、追加用船料は 237[億円]となる。

これら 2 つの結果から、費用便益費を表 5-5 にまとめる。解体費用の建設費用に対する比を 3[%]・5[%]・7[%]に設定し、用船料は 1,000[万円/日]・2,000[万円/日]・3,000[万円/日]に設定した。そして、計算期間は 2020 年から 2030 年にかけての 10 年間とした。これより、通常の設定値である 5[%]と 2,000[万円/日]の組み合わせの場合は、費用便益費は 1.91 となり、充分 1.0 より大きく、日本で拠点港を用意した方が良い。しかし、解体費用が 7[%]と高額になり、用船料が 1,000[万円/日]と低額になった場合は、費用便益費は 0.70 となり、釜山を拠点港とした方が良くなる。以上より、拠点港の設定にはこの 2 つの費用を精査する必要がある。

表 5-3 既存の火力発電所の解体費用

	Base Port	Prefecture	Type	Capacity [GW]	Demolition Cost [B JPY]
1	Kashima	Ibaraki	Oil	5.56	57.6
2	Akita	Akita	Oil	1.65	18.5
3	Noshiro	Akita	Coal	1.80	24.5
4	Matsuura	Nagasaki	Coal	1.00	14.5
5	Siriuchi	Hokkaido	Oil	0.70	9.0

Note) Demolition cost is 5[%] of construction cost and 2.0 [B JPY] is added as soil improvement.

表 5-4 用船費用

	Base Port	Round distance to Busan [km]	Additional days per round	Additional cost per year [B JPY]
1	Kashima	3,000	9	5.4
2	Akita	2,200	7	5.0
3	Noshiro	2,200	7	5.0
4	Matsuura	2,600	8	5.3
5	Siriuchi	500	2	2.9

Note 1) Cruising speed is set 15 [km/h].
Note 2) Chartering rate is 20 [M JPY/day].
Note 3) Normal round days from base port is set 3 [days].

表 5-5 費用便益分析

Ratio of Demolition/ Construction cost [%]	Demolition cost [B JPY]	Chartering rate [M JPY/day]		
		Additional cost for 10 years [B JPY]		
		10	20	30
		118.4	236.8	355.2
3	78.5	1.51	3.02	4.53
5	124.1	0.95	1.91	2.86
7	169.7	0.70	1.40	2.09

5）まとめ

本節では、廃止する火力発電所の流用に焦点をあて、日本の洋上風力発電を建設する際の問題である拠点港の展望と課題をまとめた。

まず、日本の太陽光発電と風力発電の現状を世界と比較し、2030 年と 2050 年に風力発電がどのように導入されるかを述べた。次に、現在の洋上風力発電の環境影響評価の状況及び再エネ海域利用法による洋上風力発電の促進区域について最新の情報をまとめ、そこから推測されるプロジェクトの規模も想定し、必要な拠点港の位置を提案した。拠点港の場所を確保する為に、廃止予定の火力発電所の流用など、建設期間を短縮し、コストを削減する方法を提案した。さらに、拠点港を日本国内に設定するか否かに関して、費用便益分析を行った。

これより、日本で 2030 年に向けて洋上風力発電が着実に建設されることが期待される。

第 3 節　移動式の浮体式洋上風力発電

欧州と比較して風況が恵まれていない日本において、洋上風力発電が大量に導入されるには、設備利用率をいかに向上させるかが重要である。また、水深に関しては欧州と比較して日本の沿岸は水深が急に深くなるので、浮体式が採用されることが多くなると予想される。さらに、日本の風況は季節依存が大きい場所がある。そこで、浮体式の風車を風況の季節依存を活用して設備利用率をより高くする方法を検討した。その結果、本節の条件では設備利用率が 4 ポイントから 6 ポイント改善することが判明した。

再エネ海域利用法が 2019 年 4 月 1 日に施行されたことに伴い、いよいよ日本でも領海内の一般海域で洋上風力発電の本格導入が進むと思われる。

日本は領海である離岸距離が約 22km 以内でも水深が 50m 以深となるところが多く、浮体式の風車を使用する区域が多くなることが予想される。他方、風況に季節依存がある場合、同じ年平均風速においても月毎の平均風速により年間の設備利用率が低下する恐れがある。そこで、本稿では風況の季節依存を活用して、浮体式洋上風力発電設備を移動することによる設備利用率の向上を検討する。

1）浮体式の開発状況

①　海外(欧州)

洋上風力発電の導入が先行する欧州では、水深が概ね 50m より浅いこともあり、浮体式ではなく着床式が一般的に採用されている。そのような中、2009 年からノルウェー沖でエクイノール社により浮体式の洋上風力発電の実証試験が行われ、その後、2017 年からスコットランド沖で 6MW の風車 5 基による計 30MW の Hywind Scotland の運転を開始した(図 5-8)[5.9]。

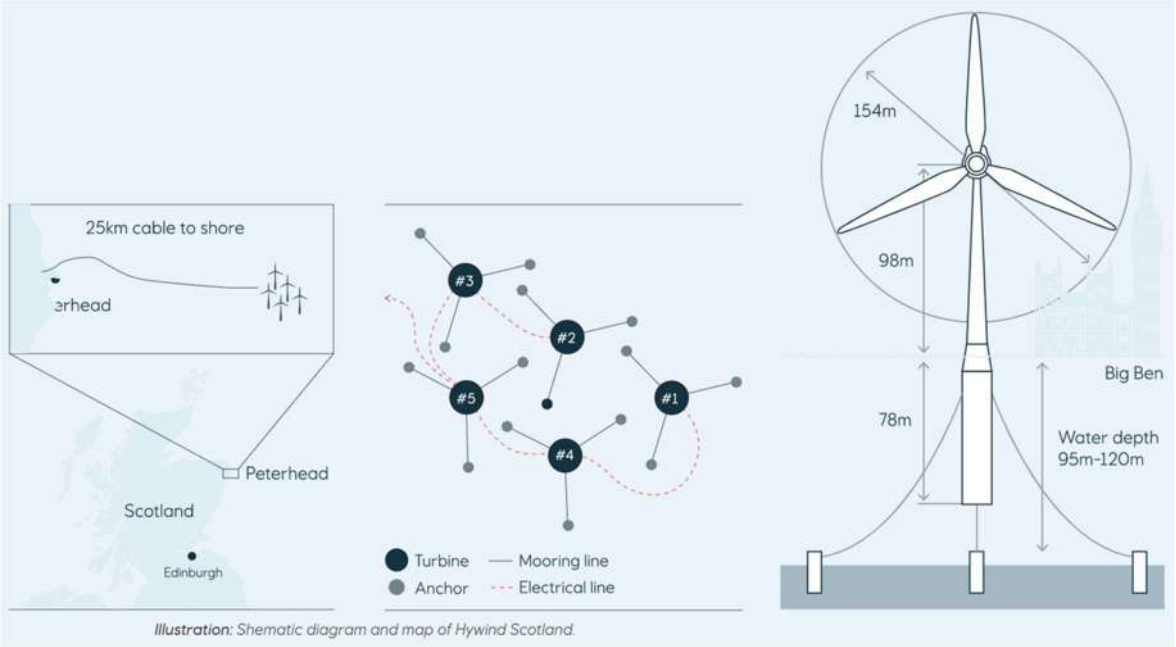


図 5-8 Hywind Scotland プロジェクト（出典：エクイノール社）

② 日本

長崎県五島市沖では、戸田建設により 2010 年から 2015 年までの椛島沖での環境省の実証事業の後、2016 年から崎山沖で 2MW(1 基)の運転を開始した(図 5-9)[5.10]。なお、この海域は 2019 年 12 月に促進区域に指定された。

福島県沖では、経済産業省の福島復興・浮体式洋上ウィンドファーム実証研究事業として、丸紅や東京大学らのコンソーシアムにより 2011 年から 2018 年まで実証研究が行われ、25MVA 浮体式洋上変電所と 2MW・5MW・7MW の風車がそれぞれ 1 基ずつ設置された(図 5-10)[5.11]。

北九州市沖では、新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)により、2019 年からバージ型として国内初の実証運転が開始されている(図 5-11)[5.12]。

日本政府による風力発電の 2030 年の導入見通しは、陸上と洋上を合わせて 10GW だけである。しかし、日本風力発電協会(JWPA)は、その目標値を 36GW とし、洋上風力だけで 10GW、そのうち浮体式を 3.8GW としている。さらに、2050 年には風力発電全体で 75GW とし、洋上風力だけで 38GW そのうち浮体式を 18GW としており(図 5-12)[5.13]、洋上風力発電全体に対する浮体式の割合を 2030 年に 10%程度、2050 年に 25%程度を占める目標値としている。



図 5-9 長崎県五島市沖プロジェクト（出典：戸田建設）



図 5-10 福島県沖プロジェクト（出典：福島洋上風力コンソーシアム）



図 5-11 北九州市沖プロジェクト（出典：NEDO）

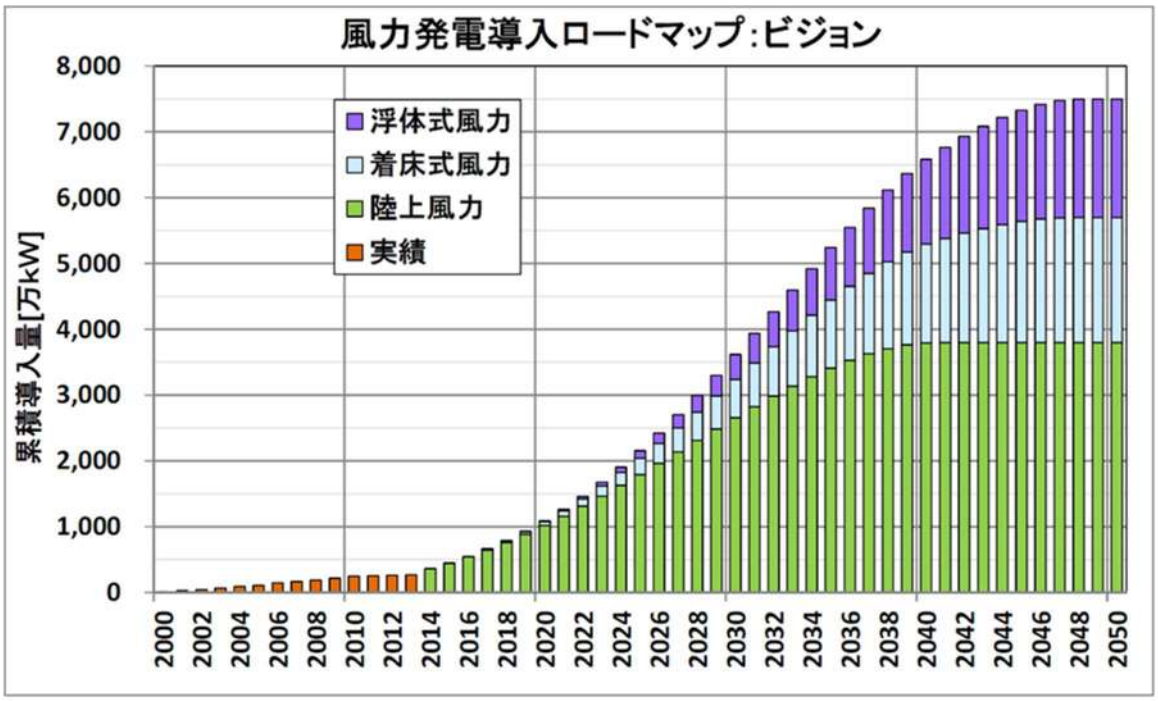


図 5-12 風力発電の導入量の目標値の推移（出典：JWPA）

2） 前提条件

① 風況の季節依存

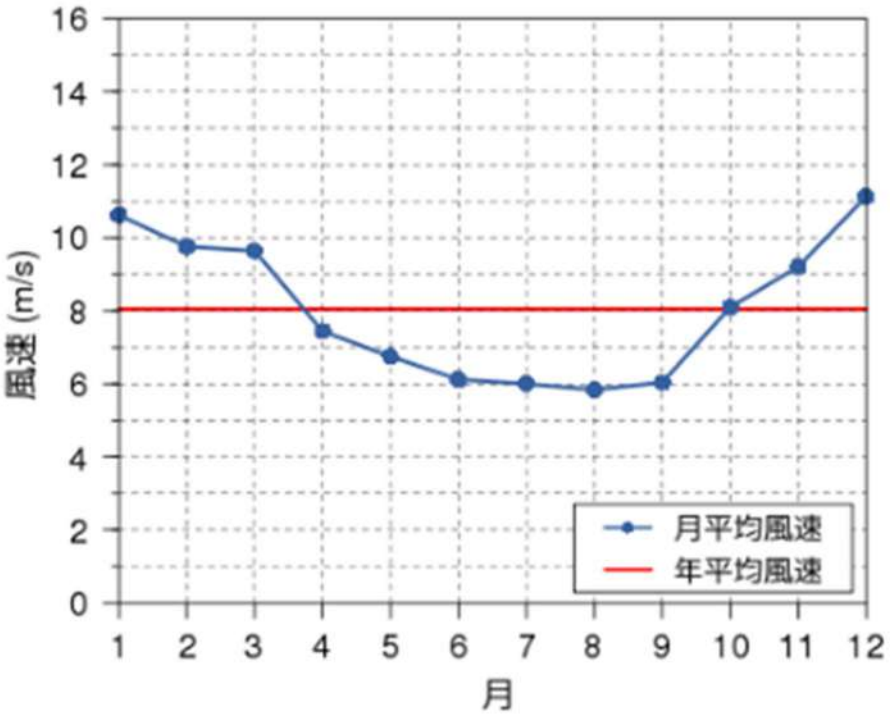
促進区域指定のガイドライン[5.14]によると、設備利用率 30%以上を確保する為に平均風速 7m/s 以上が目安とある。そこで、本稿では、浮体式を採用することで、沖合のより風況の良い場所を選択出来ると想定し、年間を通して平均風速が 8m/s の場所と、毎月の平均風速に季節依存がありながら、年間の平均風速が 8m/s となる場所を想定する。

季節依存が大きい日本海側は秋田県能代市沖を冬季の場所に設定し、季節依存が少ない太平洋側は岩手県宮古市沖を夏季の場所に設定する。モデル化する前の例として、NEDO の洋上風況マップ(NeoWins)[5.15]から、それぞれの場所の毎月の平均風速を図 5-13 に示す。日本海側の季節依存の例を見ると年間の平均風速は 8m/s であり、冬季の強風時は 11m/s となる一方で夏季は 6m/s へ落ち込む。なお、それぞれの場所は地図上では図 5-14 の通りである。

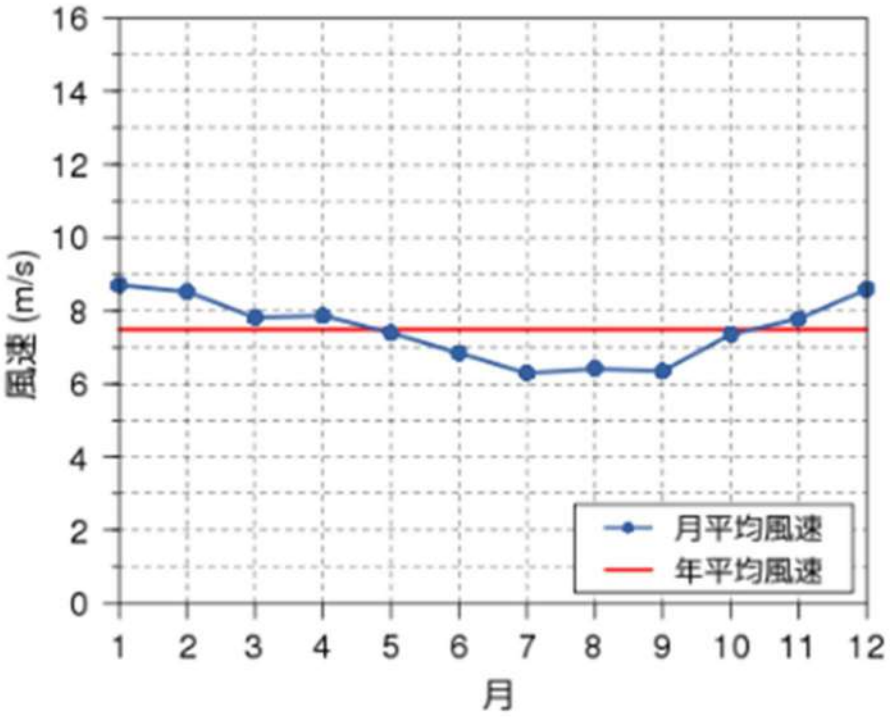
月毎の風況を、季節依存が無い場合と、季節依存が下に凸の 2 次曲線に従うと仮定し平均値が 8m/s(最大値 11.9m/s・最小値 6.0m/s)とした場合を図 5-15 に示す。これより、3 月から 9 月は季節依存が無い場所で、10 月から 2 月は季節依存がある場所で発電を行い、設備利用率の向上を図る。

② 風車の性能(パワーカーブ)

近年は風力発電設備の単機容量増大が進んでおり、8～12MW となってきている。そこで、本稿では定格出力を 10MW とし[5.16]、従来の一般的なパワーカーブからカットイン風速を約 2.5m/s、定格風速を約 12.5m/s として図 5-16 に示すパワーカーブを推定した。なお、風速 8m/s での出力は約 4MW である。



(a) 日本海側(秋田県能代市沖)



(b) 太平洋側(岩手県宮古市沖)

図 5-13 毎月の平均風速の季節依存(モデル化前の例) (出典：NEDO)

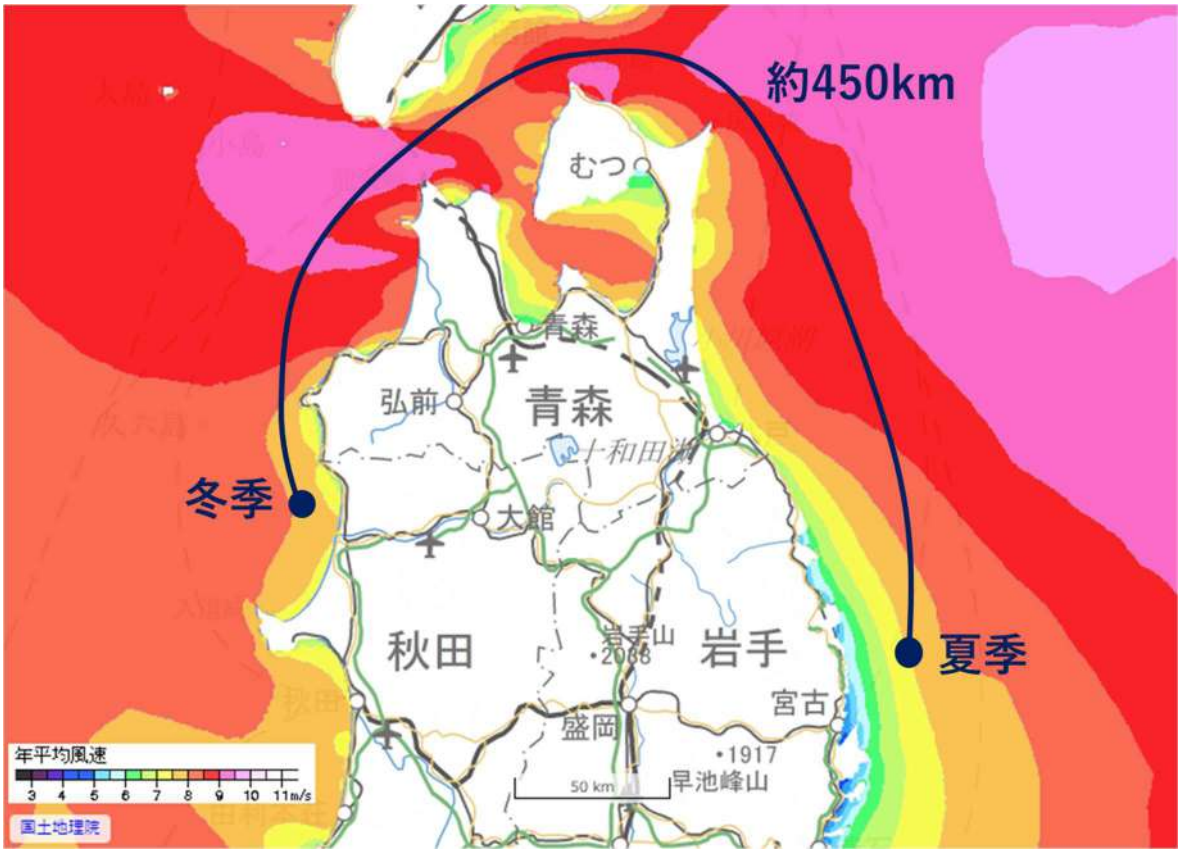


図 5-14 想定する候補地と距離（出典：NEDO）

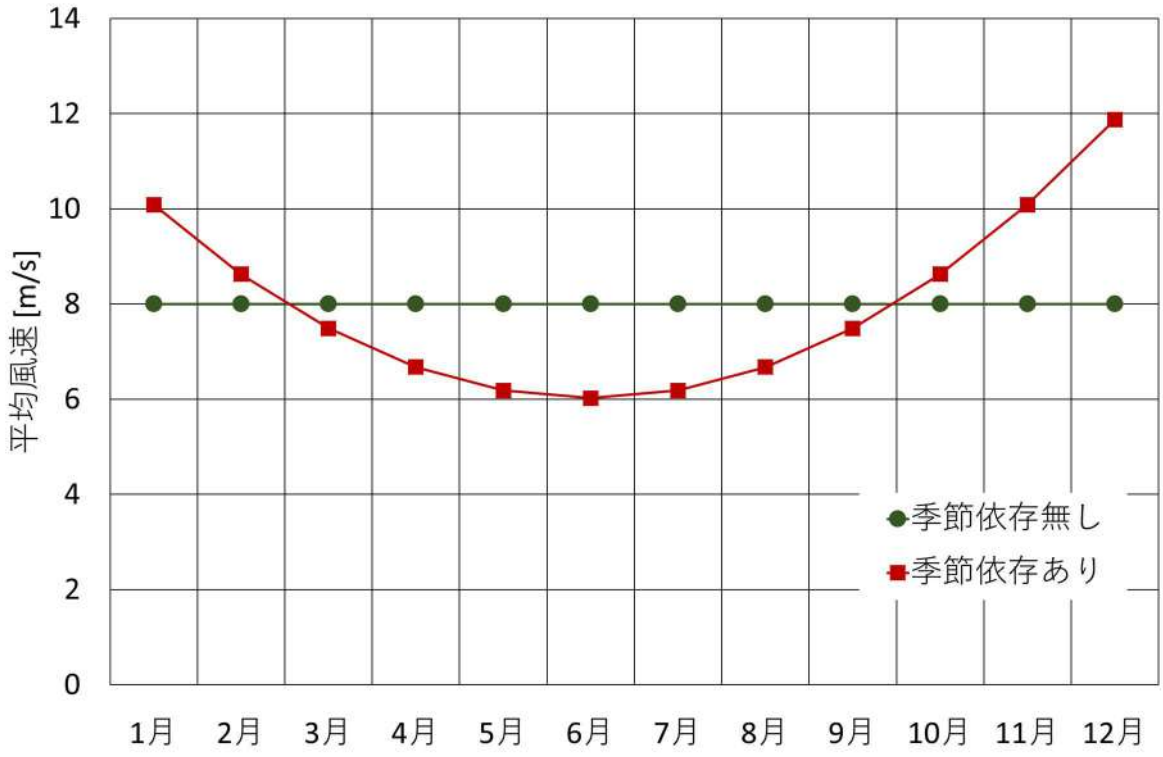


図 5-15 風況の季節依存(モデル化後)

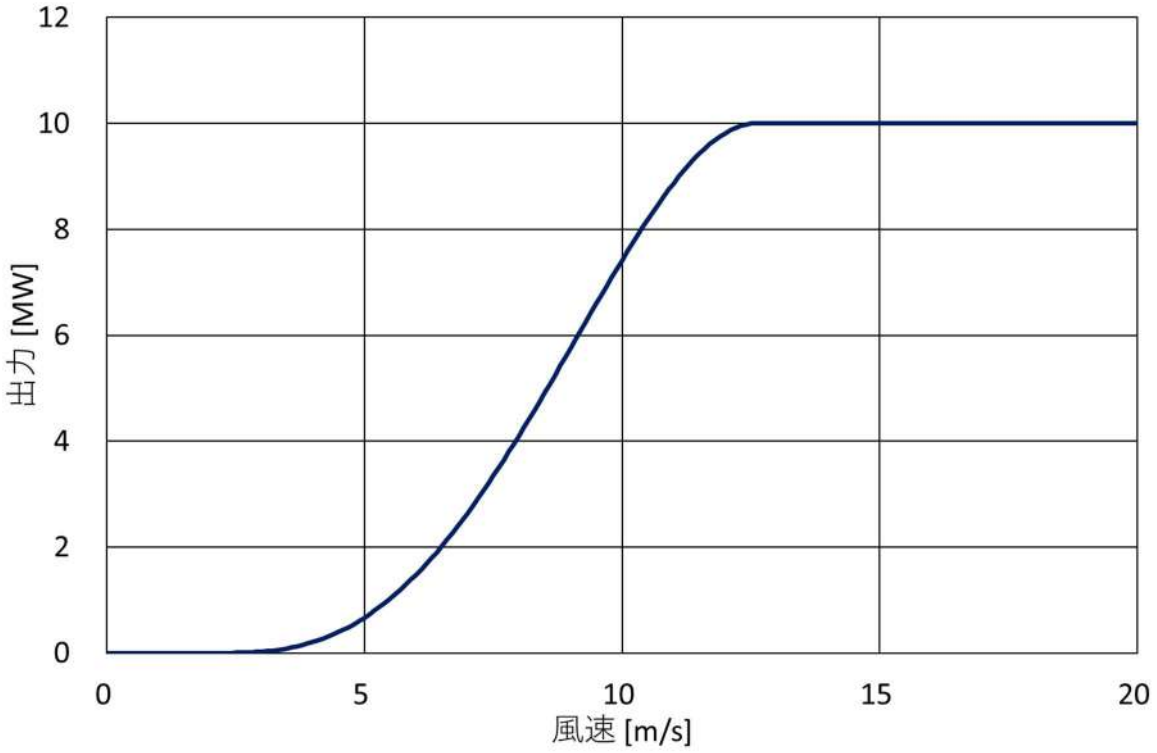


図 5-16 風車の性能(パワーカーブ)

③　浮体式風車の移動費用等

風況の良い場所へ風車を移動するには、浮体の係留を取り外し、浮体式風車を曳航し、再度係留を設置する必要がある。前述の通り、冬季の日本海側の場所(秋田県能代市沖)と夏季の太平洋側の場所(岩手県宮古市沖)の距離が 450km 程度となる。曳航速度を 3 ノット(約 5.6km/h)とすると、およそ 3 日かかる。浮体式風車の曳航のイメージを図 5-17 に示す[5.17]。

浮体式風車の移動にかかる費用は、曳航だけでなく係留の取外しや再設置、そして追加で必要となる送電線の費用があり、これらを表 5-6 に示す。

これより、浮体の係留の取外し及び再設置にそれぞれ 1 日かかり 1,000 万円ずつ、そして曳航に 3 日として、船団 1 日あたりの用船費用を 1,000 万円とすると、1 基あたりの浮体式風車の 1 回の移動費用は計 5,000 万円となる。年 2 回実施するので、総額 1 億円となる。

また、移動する場合は、2 箇所で電力系統へ接続することになるので、送電線及び変電設備の追加費用がかかる。接続点までの距離を 10km とし、1km あたり 2,000 万円とすると[5.18]、追加費用の総額は 2 億円となる。これを 20 年間で分割すると 1 年あたり 1,000 万円となる。以上より、年間の追加費用は 1.1 億円となる。



図 5-17 浮体式風車の曳航(イメージ)(出典：福島洋上風力コンソーシアム)

表 5-6 浮体式風車の移動費用等(1 年あたり)

	項目	期間	費用
1	浮体の係留取外し	1日	1,000万円
2	浮体式風車の曳航	3日	3,000万円
3	浮体の係留再設置	1日	1,000万円
4	小計	5日	5,000万円
5	年2回分(3月・9月)		1億円
6	送電線の追加費用		1,000万円
7	合計		1.1億円

3) 検討結果

前提条件に基づき、季節依存が無い場所・季節依存がある場所・風車を風況が良い場所へ移動する場合の 3 パターンについて、発電量を算出した。なお、風車を移動する場合は、それに必要な時間(5 日、120 時間)を年 2 回、移動する 3 月と 9 月に稼働しない時間として計上した。

それぞれのパターンでの年間発電量及び設備利用率を表 5-7 にまとめる。その結果、風車を移動した場合の風速の予測誤差を考慮しない理論的な設備利用率は 48%となり、季節依存が無い場所の 44%や季節依存がある場所の 42%に対し、4 ポイントから 6 ポイント改善することが判明した。

さらに買取価格を 2020 年度の固定価格買取制度の買取価格[5.19]である 36 円/kWh とした場合の年間の売電収入も同表に示す。これより、風車を移動した場合の方が他よりも 1 年あたりの売電収入が 1.3 億円から 1.8 億円高くなり、浮体式風車の移動費用(年 2 回、計 1 億円)及び系統の追加費用(年間 1,000 万円)の合計 1.1 億円かかることを考慮しても、風車を移動した場合の方が収益は 2,000 万円から 7,000 万円多くなる。本稿では風車 1 基で検討したが、多数の風車の場合に移動費用を抑えることにより、さらに多くの収益を上げることが可能となる。

表 5-7 設備利用率と売電収入(1 年あたり)

	季節依存無し	季節依存あり	風車移動	単位
年間発電量	38,113	36,595	41,635	MWh
設備利用率	44	42	48	%
買取価格	36			円/kWh
売電収入	13.7	13.2	15.0	億円/年

4) まとめ

浮体式の洋上風力発電に関して、風況の季節依存がある場合は、仮定した風況と推定したパワーカーブに基づき、浮体式風車を移動させてより良い風況の場所で発電することで、設備利用率を向上させることが出来た。そして、設定した買取価格では、移動費用等を考慮しても効果があることが確認できた。今後、買取価格が低下してくことが予想されるが、移動費用を抑えることにより適用可能となる。

なお、本検討では、3 月と 9 月に風車を移動することとしたが、その際の海象条件や曳航するタグボートの性能等を充分考慮して実施する必要がある。また、曳航中における風車から他の船舶への離隔距離等も安全の為に確保しなければならない。

参考文献

[5.3] 日本風力発電協会(JWPA), Wind Vision Report, 2016
[5.4] 経済産業省(METI)、2018 https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/shared/img/pynk-2b8tg3d3.png
[5.5] 経済産業省(METI)、2019 https://www.meti.go.jp/english/press/2019/0730_001.html
[5.6] Wind Power Offshore (2019): WPO https://www.windpoweroffshore.com/article/1584688/offshore-wind-hub-planned-former-coal-plant-site
[5.7] Ministry of Economy, Trade and Industry (2015): METI https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/006/pdf/006_06.pdf
[5.8] Ministry of Land, Infrastructure, Transport and Tourism (2019):MLIT http://www.thr.mlit.go.jp/bumon/b00097/k00360/h13jhyouka/310111/shiryou3002/shiryou7.pdf
[5.9] エクイノール社：Hywind Scotland https://www.equinor.com/en/what-we-do/floating-wind.html
[5.10] 戸田建設：Vol.2 国内初！浮体式洋上風力発電設備を実用化 https://www.toda.co.jp/business/ecology/special/windmill_02.html
[5.11] 福島洋上風力コンソーシアム：福島復興・浮体式洋上ウィンドファーム実証研究事業 http://www.fukushima-forward.jp/pdf/pamphlet.pdf
[5.12] 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)：北九州市沖で浮体式洋上風力発電システムの実証運転を開始 2019 年 5 月 https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101117.html
[5.13] 日本風力発電協会(JWPA)：風力発電導入ポテンシャルと中長期導入目標 V4.3 2014 年 5 月 http://jwpa.jp/pdf/2014-06dounyuumokuhyou.pdf
[5.14] 経済産業省 資源エネルギー庁・国土交通省 港湾局：海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域指定ガイドライン 2018 年 6 月 https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/yojo_furyoku/dl/legal/guideline.pdf
[5.15] 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)：洋上風況マップ(NeoWins) http://app10.infoc.nedo.go.jp/Nedo_Webgis/index.html
[5.16] MHI ヴェスタス：10MW Wind Turbine http://www.mhivestasoffshore.com/mhi-vestas-launches-the-first-10-mw-wind-turbine-in-history/
[5.17] 福島洋上風力コンソーシアム：第 1 期実証研究事業 http://www.fukushima-forward.jp/pdf/pamphlet4.pdf
[5.18] 電力広域的運営推進機関(OCCTO)：送変電設備の標準的な単価の公表について 2016 年 3 月 29 日 https://www.occto.or.jp/access/oshirase/2015/files/20160329_tanka_kouhyou.pdf
[5.19] 経済産業省 資源エネルギー庁：固定価格買取制度 https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_kakaku.html

データ情報

[5.1] Global Wind Energy Council (2019): GWEC, Global Wind Report 2018, 29

[5.2] International Energy Agency (2019): IEA, Photovoltaic Power Systems Programme 2019, 7

第 6 章　国際送電網

第 1 節　Japan Power Highway(JPH)

1）Japan Power Highway(JPH)構想

日本において再生可能エネルギーの固定価格買取制度が 2012 年に開始されて以来、特に太陽光発電の導入量が順調に伸びてきた。そして、風力発電に関しては再エネ海域利用法が 2019 年 4 月に施行されたことに伴い、洋上風力発電が今後急速に拡大していくと思われる。

その一方で、系統連系の制約により断念せざるを得ないプロジェクトが発生しており、また、系統連系の増強費用を複数のプロジェクトで共同して負担する募集プロセスも行われている。これから陸上に基幹送電網を増強することは、土地の制約等の観点からも非常に難しく、時間がかかる上に費用も高額になることが予想される。

そこで、図 6-1 のような光ファイバ通信網で実際に導入された、海底ケーブルにより日本を取り囲む Japan Information Highway (JIH)[6.1]に倣い、その電力網版である Japan Power Highway (JPH)構想を提案する。

これまでも、自然エネルギー財団の設立者・会長である孫正義氏が 2011 年 9 月に開催されたその設立イベントで発表した「アジアスーパーグリッド構想」の一部として提案されていたり[6.2]、岩本晃一氏の著書「洋上風力発電」の中で言及されていたりする[6.3]。しかしながら、この日本を取り囲む送電網に関して具体的なルートや費用の検討はあまりされてこなかった。そこで、本稿では具体的なルートを提案すると共に、費用を算出し、投資回収の可能性に関してまとめる。

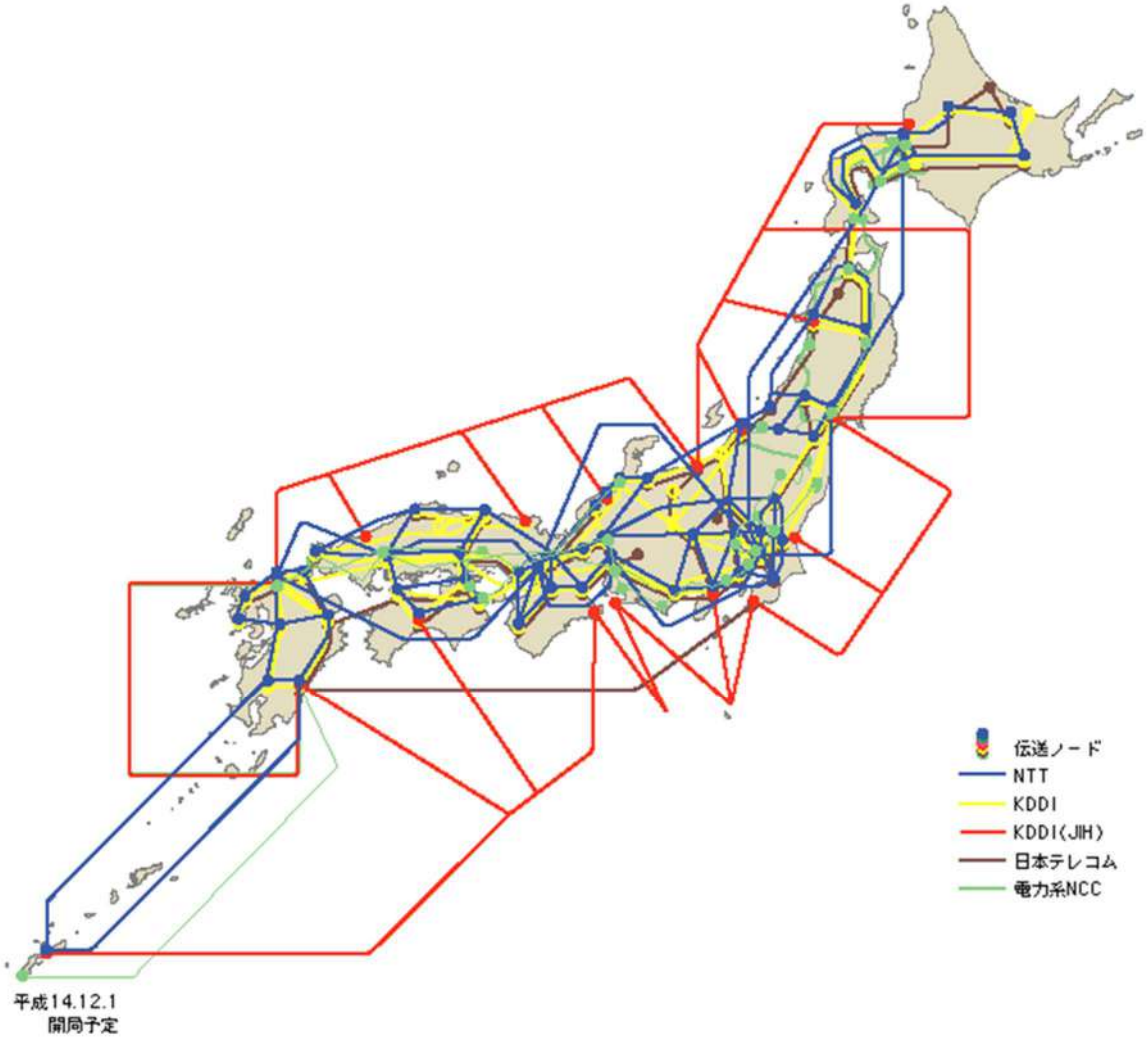


図 6-1 Japan Information Highway (JIH) (図中 赤線) (出典：総務省)

2） 関係法令等の現状

① 第 3 期海洋基本計画

海洋基本法に基づき、2018 年 5 月 15 日に第 3 期海洋基本計画が閣議決定された[6.4]。おおむね 5 年ごとに見直しが行われ、今回は「新たな海洋立国への挑戦」とし、その中で「海洋の産業利用の促進」が主要施策として挙げられている。

② 第 5 次エネルギー基本計画

エネルギー政策基本法に基づき、2018 年 7 月 3 日に第 5 次エネルギー基本計画が閣議決定された[6.5]。2030 年へ向けて、レジリエンス(強靭性)と共に「再生可能エネルギーの主力電源化に向けた取組」が挙げられている。

③ 再エネ海域利用法

「海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律」(再エネ海域利用法)が 2019 年 4 月 1 日に施行された[6.6]。これにより、指定された区域では、事業者は最大 30 年間占有することが可能となった。概要は図 6-2 の通りである。

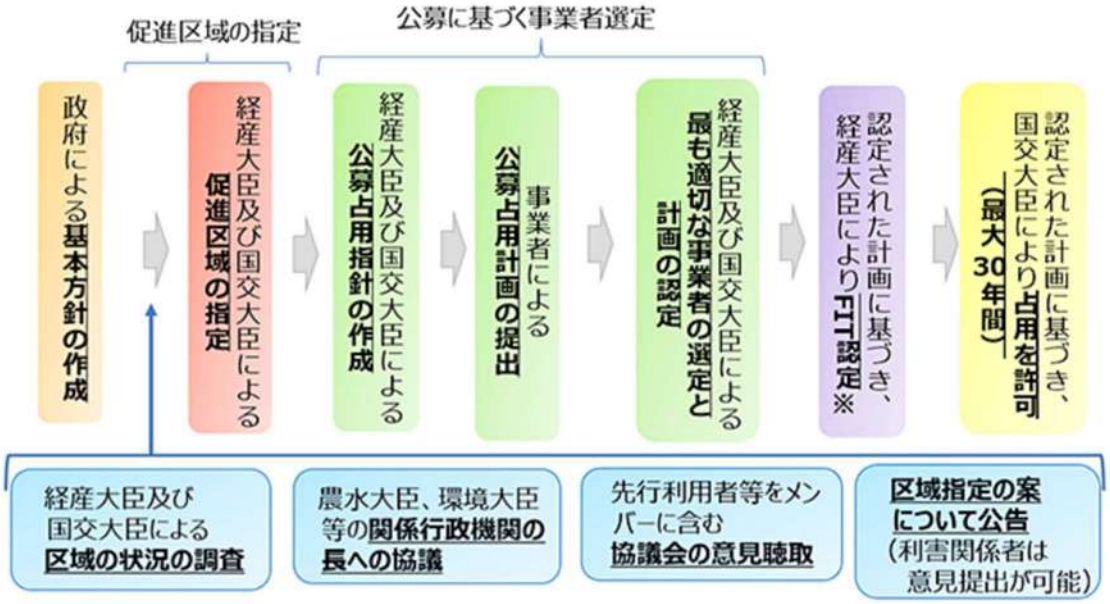


図 6-2 再エネ海域利用法の概要（出典：METI）

2019 年 7 月 30 日に経済産業省・国土交通省から「既に一定の準備段階に進んでいる区域」として、11 区域が発表された。そのうち、地元合意などの環境整備が進捗している、「秋田県能代市、三種町および男鹿市沖」・「秋田県由利本荘市沖（北側・南側)」・「千葉県銚子市沖」・「長崎県五島市沖」の 4 区域は有望な区域として指定され、協議会の組織や国による風況・地質調査の準備が開始された(表 6-1)[6.7]。

その後、有望な区域として指定された 4 区域はそれぞれ協議会を開催し、2019 年 12 月 27 日に経済産業省・国土交通省から長崎県五島市沖が促進区域に指定された[6.8]。今後、経済産業大臣及び国土交通大臣により公募占用指針が作成され、そして事業者による公募占用計画の提出がされてから、最も適切な事業者の選定と計画の認定が行われる予定である。

表 6-1 洋上風力発電の有望な促進区域

	区域	有望
1	青森県沖日本海（北側）	
2	青森県沖日本海（南側）	
3	青森県陸奥湾	
4	秋田県八峰町および能代市沖	
5	秋田県能代市、三種町および男鹿市沖	○
6	秋田県潟上市沖	
7	秋田県由利本荘市沖（北側・南側）	○
8	新潟県村上市・胎内市沖	
9	千葉県銚子市沖	○
10	長崎県西海市江島沖	
11	長崎県五島市沖	○

3）JPH の基本的な考え方

① アジア国際送電網研究会

アジア国際送電網研究会が 2018 年 6 月に第 2 次報告書を公表した[6.9]。その報告書にある通り、送電網の仕様は、HVDC(高圧直流)の±500kV で双極 1 回線の導体帰路方式とする。そして、送電容量は 2GW とする。

また、海底ケーブルに関して、ケーブルの種類を欧州で一般的に用いられている MI ケーブルとする。そして、海底ケーブルの材料および建設費の単価は、欧州における実際のプロジェクトのデータを基に 1km あたり 2.93 億円とする。交直変換機は、近年一般的な VSC とし、ENTSO-E のデータから、1GW の容量の交直変換機 1 台につき 157 億円とする。

② 大水深への対応

前述のアジア国際送電網研究会の第 2 次報告書では、日本とロシア及び日本と韓国それぞれについて水深が 300m までのルートを選定した。本稿では、水深が 300m を超え、1,500m 程度に達する場合があると想定される。1,500m 程度の大水深の海底電力ケーブルについては、既に地中海の SAPEI プロジェクトで最大水深 1,650m の実績がある(図 6-3)[6.10]。

なお、SAPEI プロジェクトとは、2012 年に運用を開始したイタリア本島とサルデーニャ島

の 420km の海底ケーブル区間を結ぶ直流±500kV の電圧で、1,000MW の容量のプロジェクトである。最大水深 1,650m を含む区間は電力ケーブルの導体を銅ではなくアルミニウムにする等の軽量化を図っている。

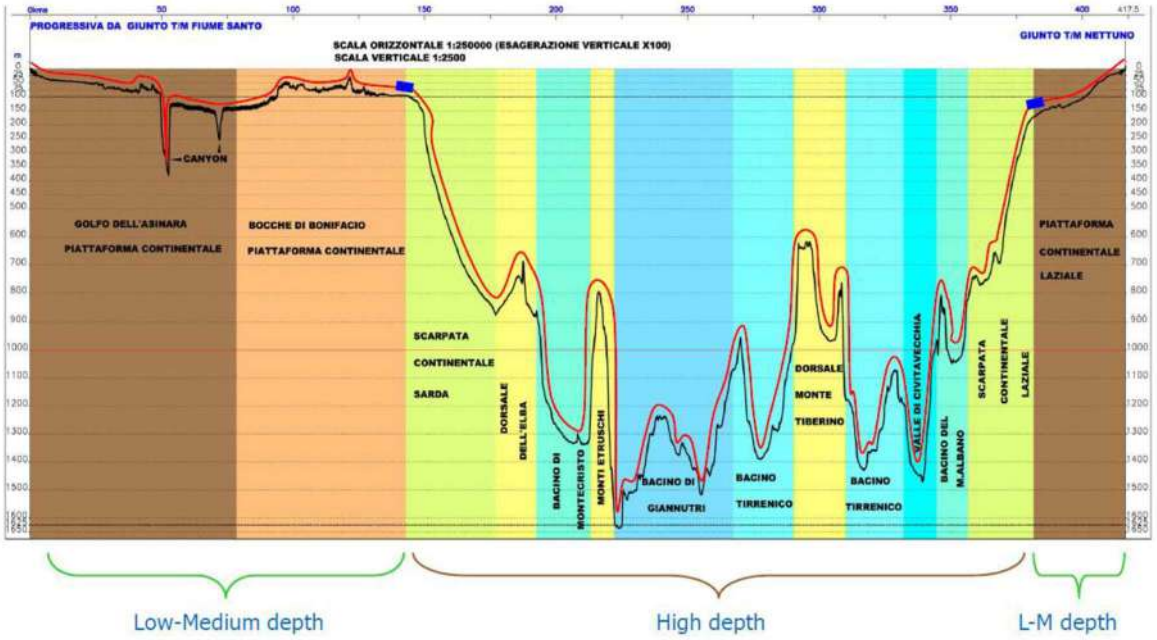


図 6-3 SAPEI プロジェクトのルートプロファイル（出典：European Commission）

ただし、大水深向けの対応として、海底電力ケーブルの鎧装を二重にして敷設時の張力を負担し(図 6-4)[6.11]、さらに交互撚りにしてキンクの発生を防ぐ必要がある。これにより、ケーブル敷設船ではコイルによる巻取りが出来なくなり、ターンテーブルが必要となり、追加の費用がかかる。

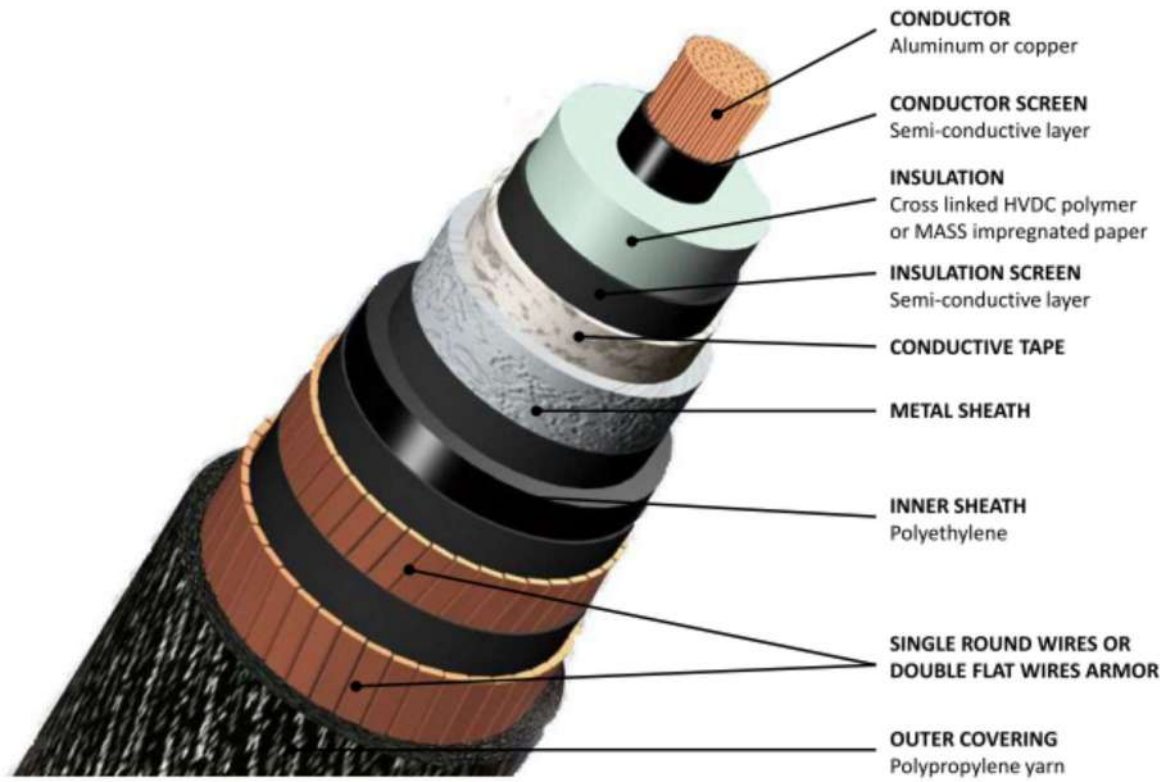


図 6-4 XLPE ケーブルの例(単芯) (出典：ENTSO-E)

また、ケーブル敷設船上でケーブルを把持する装置であるテンショナーは、ケーブルを繰り出す速度を調整すると共に、海中のケーブルにかかる張力を負担している。そのテンショナーを垂直に配置し(VLS: Vertical Laying System)、テンショナーから海面へかけて電力ケーブルが直接入射する構成とする(図 6-5 左)。これにより、テンショナーを通常通り水平に設置した場合(HLS: Horizontal Laying System) (図 6-5 右)のケーブルの落とし口であるシュートでケーブルに過度な側圧がかからないようにすることが可能となる。一例として、敷設船に VLS を搭載した写真を図 6-6 に示す[6.12]。なお、テンショナーは、電力ケーブルの許容側圧以下で把持しなければならない為、相応の長さが必要である。

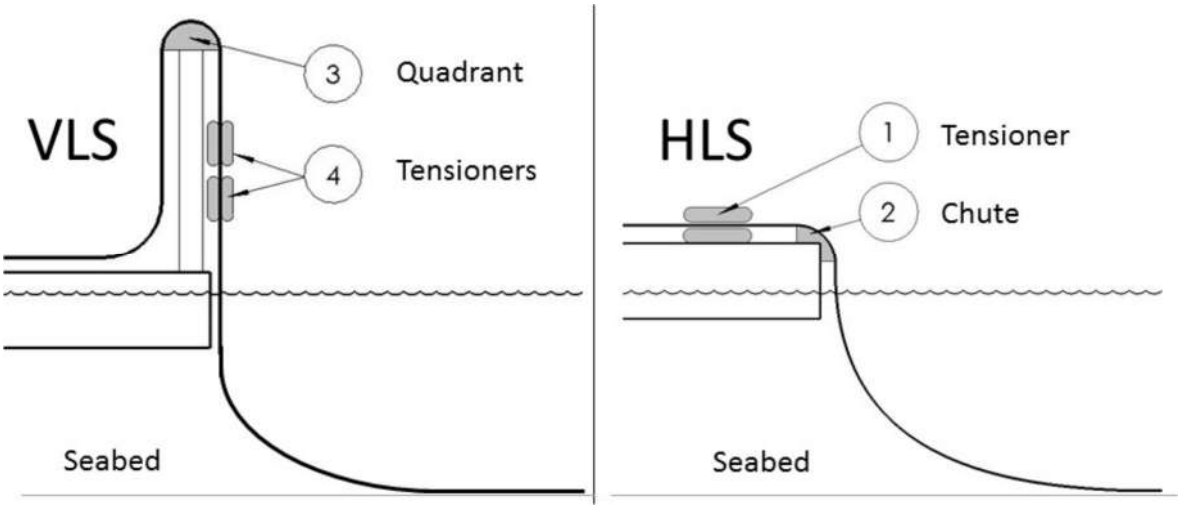


図 6-5 大水深用の VLS(左)と通常の HLS(右)との比較（出典：CIGRE）



図 6-6 VLS を実装した海底ケーブル敷設船（出典：CIGRE）

③ 建設費単価の設定

前項までの検討を踏まえ、建設費単価を表 6-2 の通り設定する。水深 300m までの区間は海底ケーブルの材料および工事の単価を前述のアジア国際送電網研究会の第 2 次報告書の通り 2.93 億円/km とする。また、水深 300m より深い箇所がある区間は、水深 300m までの建設費単価を 1.5 倍して 4.40 億円/km とする。大水深になると、前述の通り鎧装を二重にしてさらに交互撚りとする必要がある為、ターンテーブルを使用することになる。従って、ケーブルの製造コストが上がると共に、敷設時の追加機材及びより大きなケーブル敷設船が必要となることから、建設費の単価を 1.5 倍とした。

そして、交直変換機は、前述の報告書では 1GW あたり 157 億円としており、同様とする。つまり、ひとつの区間の片側の陸揚げ地点では、2GW 分の 314 億円となる。

表 6-2 海底ケーブルと交直変換機の建設費単価

	項目	仕様	単価	単位
1	海底ケーブル（材料・工事）	～300m	2.93	億円/km
2		300m～	4.40	億円/km
3	交直変換機	2GW	314	億円

4) シナリオとルートの選定

① 洋上風力発電の導入シナリオ

日本風力発電協会(JWPA)が発表した洋上風力発電の提言では、着床式のポテンシャルが全国で約 92GW ある(図 6-7)[6.13]。これは、日本の一般海域において、年平均風速を 7.0m/s 以上とし、水深が 10m から 40m で、約 100MW 以上のプロジェクトを想定して約 20km^2 以上のまとまったエリアを確保できる海域を選定している。そして、ローター径 D が 126m の 5.0MW 級の風車により、風車の間隔を 10Dx5D としている。

また、JWPA によるこの提言で、2030 年の洋上風力の導入量の目標値を 10GW としている。これより、2030 年の各電力エリアにおける洋上風力発電の導入量を各電力エリアのポテンシャルと導入量の目標値より算出した(表 6-3)。電力エリア別にみると、北海道が 3。8GW で最も多く、次いで東北・東京・中部・九州が 1GW 強となっている。関西・中国・四国は 0。3GW に満たず、北陸はゼロである。

② 陸揚げ地点及びルートの選定

前述のアジア国際送電網研究会の第 2 次報告書で検討した 6 地点(石狩・柏崎・舞鶴・伊万里・伊方・福島)の陸揚げ地点に 4 地点(能代・御坊・御前崎・鹿島)を加えた。新たな陸揚げ地点に関しては、洋上風力発電のポテンシャルが高いエリアと既設の発電所の廃止見通しがあるところ(能代：能代石炭火力・御坊：御坊石油火力・御前崎：浜岡原子力・鹿島：鹿島石油火力)等から選定した。

ルートの選定に関しては、現在の汎用技術から、基本的に最大水深が 300m を超えないことを基本としながら、水深 1,500m を上限として選定した。

JPH の陸揚げ地点とルートを図 6-8 に、そして各区間の水深を図 6-9 に、さらに JPH の各区間の距離と建設費を表 6-4 にそれぞれ示す。水深が 300m を超える区間(図 6-9 の 3, 6, 7, 8)は海底ケーブルの単価を 1.5 倍した。特に西日本の太平洋側に関しては、沖合数 km 程度でも水深が 1,000m を超えるエリアがある。総延長は約 5,100km、総建設費は約 2.4 兆円となる。なお、最短区間は鹿島－福島の 172km であり、最長区間は福島－石狩の 1,120km である。建設費は、それぞれ 1,132 億円と 3,910 億円になる。

最大水深が 300m 超える大水深区間は、区間 3 では富山湾で水深 1,200m 程度になり、区間 6 では室戸岬沖で水深 1,000m を超え土佐湾でも水深 800m 程度になる。区間 7 では紀伊半島沖で水深 500m 程度になり、区間 8 では駿河湾及び相模湾でそれぞれ水深 1,500m 近くになる。

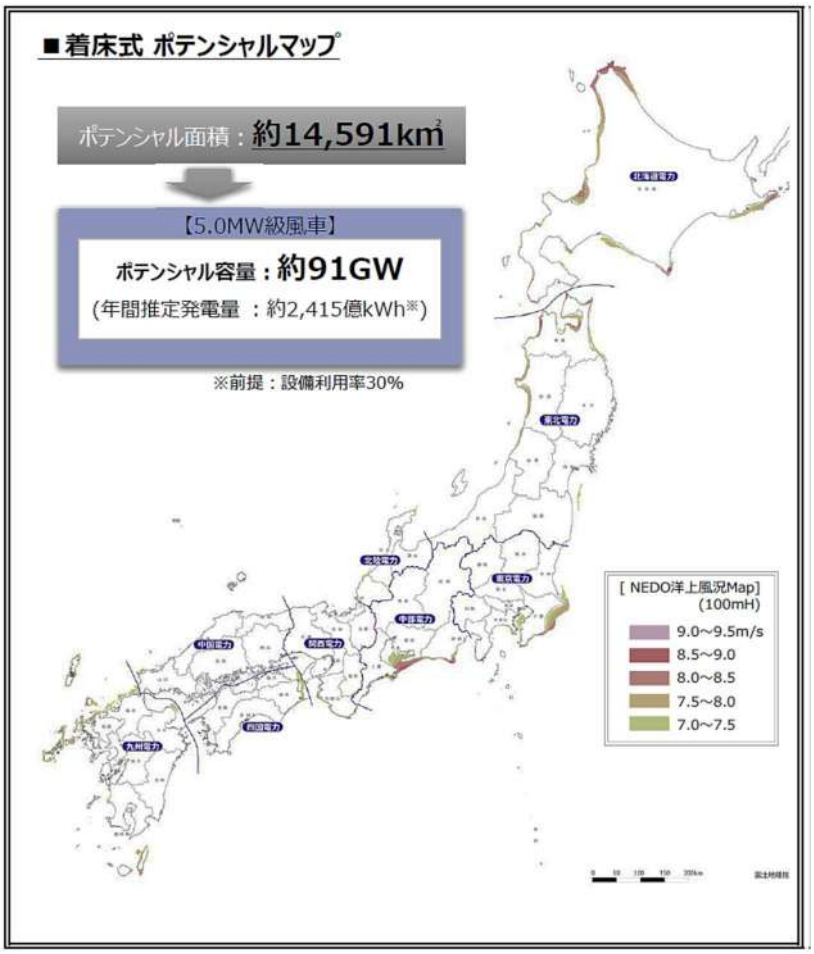


図 6-7 日本の洋上風力のポテンシャル（出典：JWPA）

表 6-3 各エリアのポテンシャルと 2030 年のターゲット

	電力エリア	ポテンシャル	全国10GW
		[GW]	[GW]
1	北海道	34.5	3.75
2	東北	16.0	1.74
3	東京	12.7	1.38
4	中部	11.2	1.22
5	北陸	0.0	0.00
6	関西	1.4	0.16
7	中国	0.5	0.06
8	四国	2.5	0.27
9	九州	13.1	1.42
10	合計	91.9	10.00

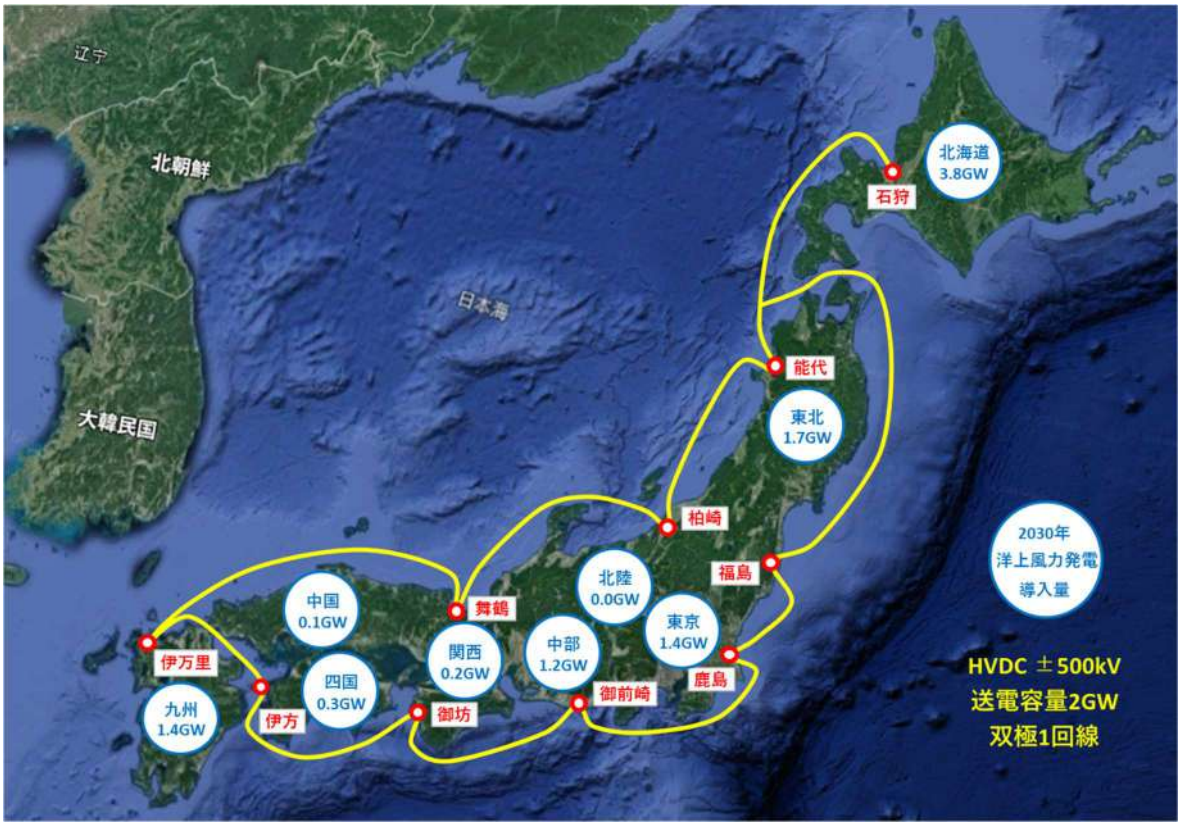


図 6-8 JPH の陸揚げ地点とルート（Google Map を基に作成）

表 6-4 各区間の距離と建設費

区間			距離 [km]	建設費 [億円]
1	石狩	能代	567	2,289
2	能代	柏崎	425	1,873
3	柏崎	舞鶴	480	2,738
4	舞鶴	伊万里	720	2,738
5	伊万里	伊方	296	1,495
6	伊方	御坊	429	2,513
7	御坊	御前崎	424	2,491
8	御前崎	鹿島	466	2,676
9	鹿島	福島	172	1,132
10	福島	石狩	1,120	3,910
合計			5,099	23,856

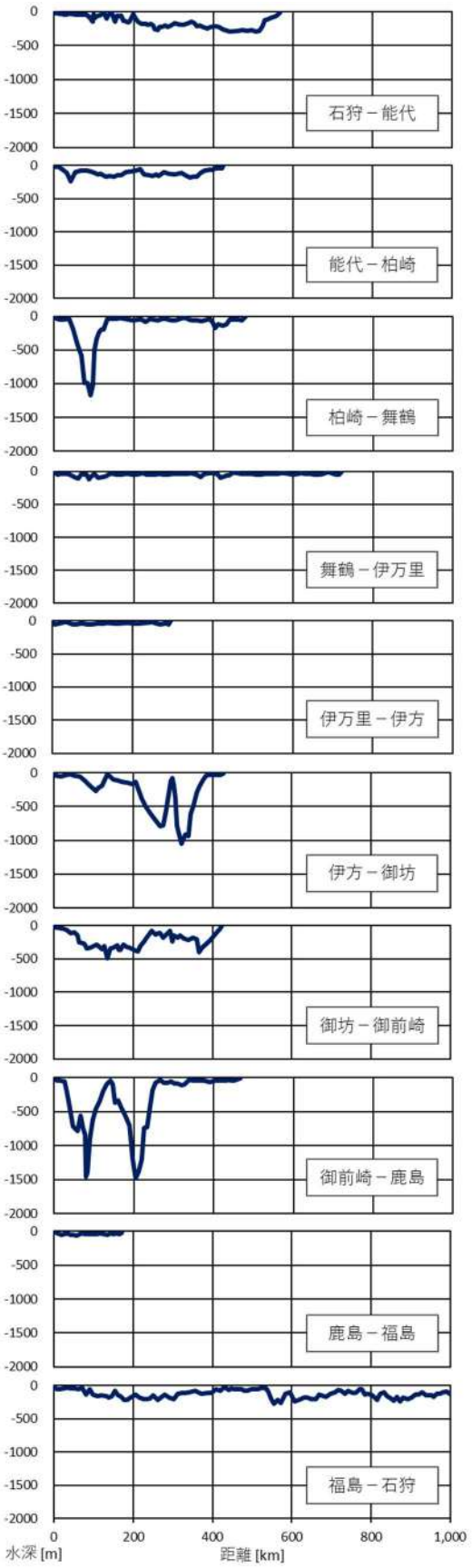

0
-500
-1000
-1500
-2000
石狩－能代
能代－柏崎
柏崎－舞鶴
舞鶴－伊万里
伊万里－伊方
伊方－御坊
御坊－御前崎
御前崎－鹿島
鹿島－福島
福島－石狩
0
200
400
600
800
1,000
水深 [m]
距離 [km]

図 6-9 各区間の水深

5） 投資回収

① 投資回収の可能性

前項より、建設費の総額は約 2.4 兆円となり、これを託送料金で回収することを検討する。(託送料金とは、送配電事業者が「電気を運ぶ」為にかかる費用であり、実際にその送電線を使用するか否かによらず、電力消費量に応じて消費者が支払うものである。） 託送料金以外にも、送電線の容量を使用する権利(送電権)として販売する方法や、発電単価と電力市場のスポット価格の差から回収する売電モデル等が考えられる。

前提条件について表 6-5 にまとめる通り、日本全国(沖縄を除く)の年間電力消費量は約 1,000TWh であり、託送料金を 0.2 円/kWh とすると、年間収入は 2,000 億円となる。投資回収期間を 25 年間、年間の保守管理費を建設費の 2%とすると、IRR(内部収益率)は+3.97%となり、投資回収は可能である。

表 6-5 投資回収に関するパラメータ

		基本モデル	単位
1	託送料金	0.2	円/kWh
2	主回路構成	双極・導体帰路	-
3	送電容量	2	GW
4	年間消費電力量	1,000	TWh
5	維持管理費	2	%
6	投資回収期間	25	年
7	交直変換機	(通常)	-
8	その他初期費用	0	円

② 投資回収の感度分析

JPH における各要素が、投資回収にどのような影響を与えるかを検討する。表 6-6 の通り、前項で示したものを基本モデルとし、そこから現実的に変動することがあり得る幅を各項目でまとめる。その条件で計算した IRR の結果を図 6-10 に示す。

託送料金は 0.1～0.3 円/kWh とし、主回路構成は導体帰路が無い 2 本の構成や予備ケーブルを 1 本確保する 4 本の構成とし、送電容量は 2GW の半分である 1GW の場合に建設費単価が 3 分の 2 になる条件を加えた。年間消費電力量は省エネが進んだ場合として 2 割減の 800TWh や交通等の電化が進んだ場合として 1,200TWh とし、維持管理費は 1～3%とし、投資回収期間は 20～30 年間とした。交直変換機は三端子として隣接区間で共有する場合を想定し。その他初期費用として「ルート調査」・「環境影響評価(EIA)」がそれぞれ 1km あたり 0.1 億円、「漁業補償」は陸揚げ地点 1 個所あたり 10 億円を加えた。

これより、託送料金の設定や主回路構成は投資回収に大きな影響を与えることが分かる。その一方で、維持管理費やその他初期費用等は，相対的にあまり影響ないと言える。

表 6-6 感度分析に使用したパラメータ

		マイナス側	プラス側	単位
1	託送料金	0.1	0.3	円/kWh
2	主回路構成	予備1本	導体帰路なし	-
3	送電容量	-	1	GW
4	年間消費電力量	800	1,200	TWh
5	維持管理費	3	1	%
6	投資回収期間	20	30	年
7	交直変換機	-	三端子	-
8	その他初期費用	調査・EIA・漁業	-	円

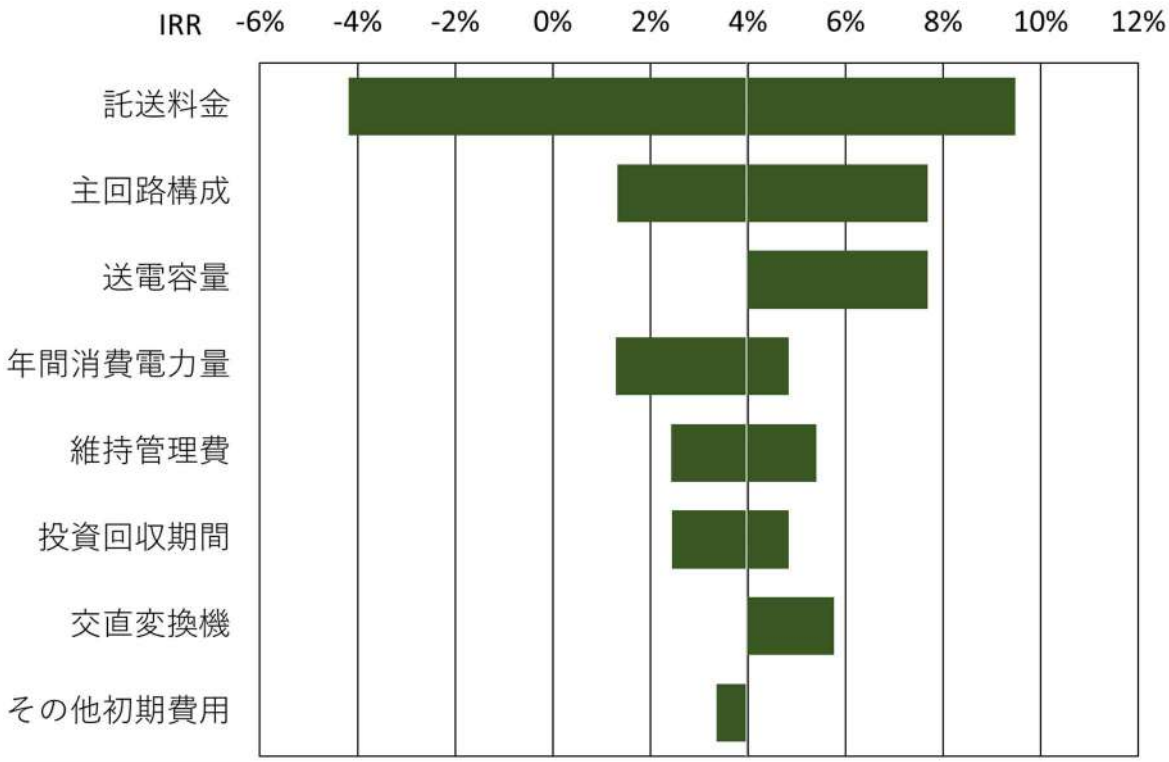


図 6-10 感度分析による IRR のトルネードチャート

6) まとめ

本節では、JPH のルートと費用分析を行った。この日本を海底ケーブルで取り囲む送電網は、技術的に可能で経済的にも成り立つことが判明した。

第２節　アジア国際送電網(日露・日韓ルート)

1) アジア国際送電網研究会

アジア国際送電網研究会が、公益財団法人 自然エネルギー財団を事務局として 2016 年 7 月に設置された。この研究会は、座長の大山力教授(横浜国立大学大学院)をはじめ、電力系統やエネルギー政策の研究者、自然エネルギーの専門家、関連する企業関係者などによって構成される。

国際送電網の基本的な考え方や世界的な動向について「中間報告書」を 2017 年 4 月に公表した[6.14]。その後、具体的なルート選定とそれに基づく建設費の評価、そして投資回収について分析し、「第 2 次報告書」を 2018 年 6 月に公表した[6.15]。そして、費用便益分析やエネルギー安全保障について、「第 3 次報告書」を 2019 年 7 月に公表した[6.16]。

本節では、これまでアジア国際送電網研究会が公表してきた内容から、主にルート選定と建設費の評価に関して解説し、投資回収に関しても説明を加える。

国際送電網の目的・必要性に関して、あらためて以下の通りまとめる。

- 国際競争による経済効率性の向上

電力価格の安い国からの輸入により価格が下がるという、価格平準化効果がある。それは、平均価格とは別に、電力価格は時間帯や状況に応じて変動するため、ある国が相対的に安い時間帯もあれば高い時間帯もあるからである。また、市場がつながることにより取引規模が拡大し、競争の結果、両国ともに電力価格が下がる効果も期待できる。

- 広域運用による電力の安定供給への寄与

電力ネットワークが大きくなり、多くの発電所と消費者を統合することで需給バランスは容易になる。また、非常時等の予備力も共有することが可能となる。

- 自然エネルギーの出力変動対策

より多くの太陽光発電、風力発電などの変動電源が系統で結ばれることで、「平滑化効果」が生じ、出力変動が緩和される。

2016 年以降、アジア国際送電網計画は、研究機関による構想の段階から、関係国を代表するエネルギー企業による事業化に向けた段階に入った。その後、関係各国のアジア国際送電網の実現に向けた動きは積極性を増している。

- 2017 年 5 月に発足した韓国ムン・ジェイン政権は、エネルギー転換を主要政策に掲げ、アジア全域で自然エネルギーを利用する、北東アジア・スーパーグリッド構想を推進。「大統領諮問北方経済協力委員会」（The Presidential Committee on Northern Economic Cooperation）を設立。
- 2017 年 4 月 27 日の日露首脳会談後、プーチン・ロシア大統領はロシアと日本を送電線でつなぐ「日露電力ブリッジ」が議題の一つであったことを強調。
- 2017 年 12 月 13 日の中韓ビジネスフォーラムで、「グローバル・エネルギー・インターコ

ネクション発展協力機構（GEIDCO）」、中国国家電網公司および韓国電力の協力合意に署名。アジア国際送電網のなかで、まず中国-韓国の国際連系プロジェクトの実現を推進する、とした。

- この中韓連系は、モンゴル-中国-韓国-日本の国際連系プロジェクトの枠内で推進することが示されており、日本や他の周辺国との連系が次の段階として前提となっている。

2）日露・日韓のルート選定及び建設コスト算定

① 国際連系線の建設ルート

✓ 電源と需要地のシナリオ

日露連系に関して、ロシアのアムール川流域の既存水力やサハリン島南部の新設風力を日本の関東エリアへ供給するシナリオとした。また、日韓連系に関して、韓国の新設自然エネルギーや将来的にモンゴル・中国からの自然エネルギーを日本の関西エリアへ供給するシナリオとした。なお、日本陸揚げ後、ルートによっては、北海道の新設風力や九州の太陽光も電源として考慮する。

✓ 接続地点の設定

ロシア側はサハリン南部コルサコフ変電所周辺、韓国側をプサン周辺とした。プサン周辺は、コリ原発やサムチョンポ火力発電所周辺などで送電容量等を見て検討する。日本側は、それぞれ日露連系は稚内(北海道)・石狩(北海道)・柏崎(新潟県)、日韓連系は舞鶴(京都府)・松江(島根県)・伊万里(佐賀県)の複数を選定した。

✓ ルート選定

日露・日韓ともに直流 2GW の連系を想定し、公開情報を基に机上検討を行った。また、水深に関しては欧州の先例事例である NorNed の最大水深が 410m であることから水深 400m を超えないルートとした。沿岸の漁業権エリアをできる限り迂回し、海底地形図で確認できた岩場を避けるルートとした。

日露連系について、北海道接続後に関東エリアへつなぐためのルートも含め、4 つのルート(R1～R4)を選定した(図 6-11)。国際連系線の区間は、R1 が 1,255km(サハリン-柏崎)であり、R2 と R4(サハリン-石狩)が 455km であり、R3(サハリン-稚内)が 161km である。どのルートも総延長は 1,250km 程度であり、R2、R3、R4 では北海道に陸揚げ後、交直変換機を設置し、道内の風力発電を受電する。

日韓連系について、九州接続後に関西エリアへつなぐためのルートも含め、3 つのルート(K1～K3)を選定した(図 6-12)。国際連系線の区間は K1(プサン-舞鶴)が 627km であり、K2(プサン-松江)が 372km であり、K3(プサン-伊万里)が 226km である。K2 では、国内分とし松江～日野間 41km の増強が必要になる。K3 では、九州に接続後、 1 GW 分を中国エリア経由で関西エリアへ、もう 1 GW 分を四国エリア経由で関西エリアへ送ることを想定している。従って、九州～四国間(大分～伊方間 70km)の連系線新設が必要となる。

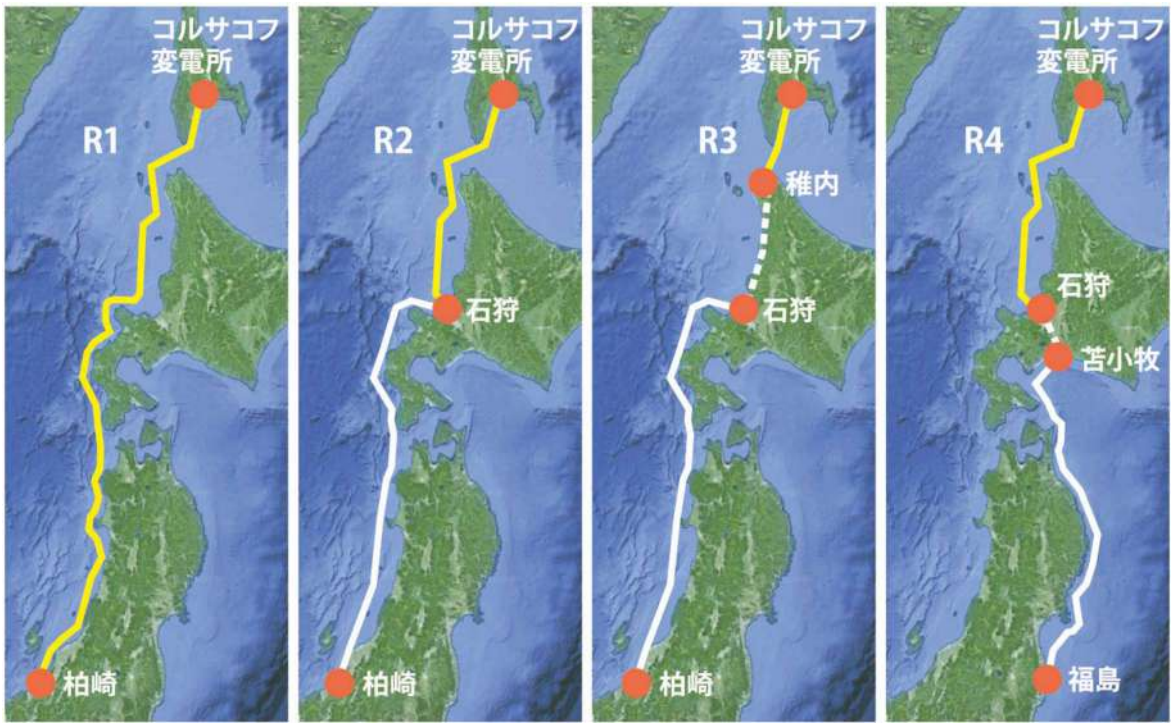


図 6-11 日露連系のルート選定（出典：自然エネルギー財団）

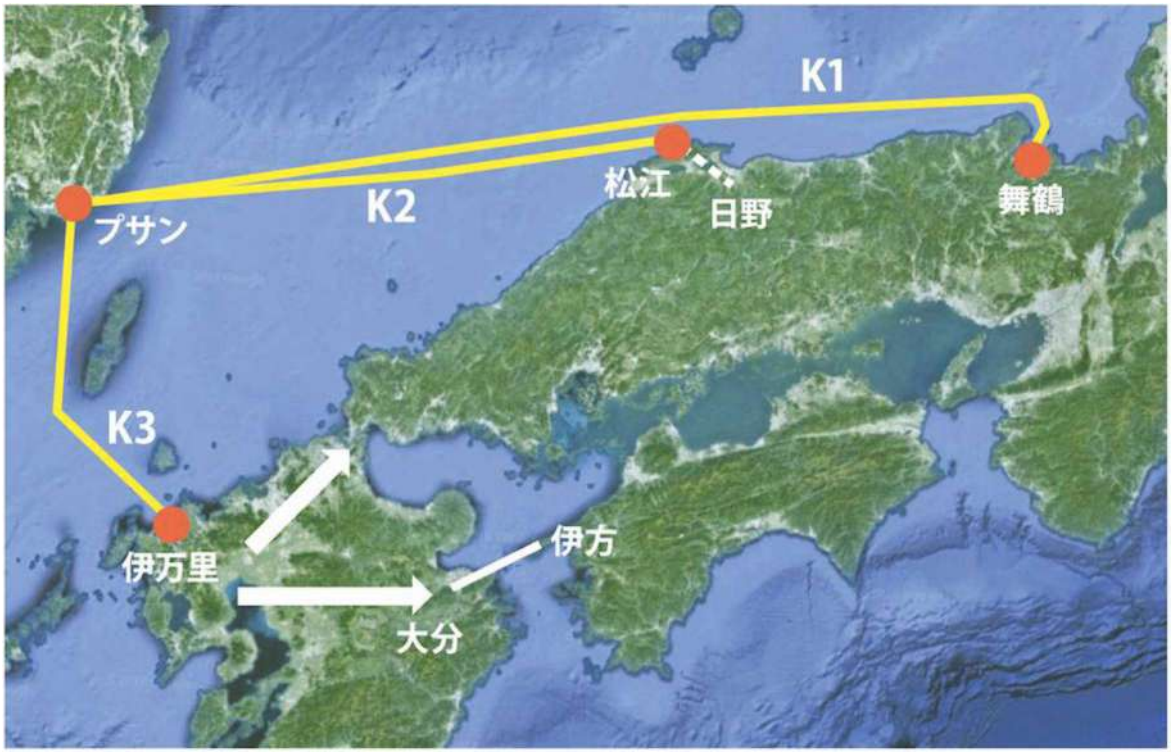


図 6-12 日韓連系のルート選定（出典：自然エネルギー財団）

② 建設費の試算

✓ 建設費単価

- 主回路構成：双極 1 回線・導体帰路方式

現状 1 条 2 GW の大容量送電線は製造されていないため、そしてケーブル障害時の耐性を保つため、1GW の本線を 2 条使用する双極を想定する。帰路は、欧州では大地を利用した方式が一般的であるが、日本の既存設備(北本連系線・阿南紀北直流幹線)に倣い、導体を使用した方式とする。

- 海底線：欧州コストデータ・MI ケーブル

日本での直流海底線の実績が少ないため、先行して長距離直流海底線が既に多く敷設されている欧州で比較的最近のコストデータを参照する。ケーブル種類は、欧州等の長距離海底線で一般的に使用されている MI(Mass Impregnated)ケーブルとし、帰線を本線としても使用できる可能性を持たせるため、ケーブルは同一仕様 3 条とし、2 条の場合の 1.5 倍の単価とする。

- 交直変換機：ENTSO-E

各エリア内での送電は交流で行われている為、国際連系の両端等に交直変換機が必要になる。ENTSO-E の 2011 年のデータを参照する。交直変換機の種類は、近年一般的に採用されている VSC(電圧源コンバーター)の使用を想定する。VSC は従来使われてきた CSC(電流源コンバーター)と比較して、自励式でシステム全体を簡略化しやすい点が特徴である。主回路構成を双極としているため、1 箇所あたり 1GW を 2 台設置し、送電容量 2GW を満たす構成とする。

- 架空線：トーマツ

トーマツの資料「送電線工事費用と期間に関する考察」（2012）内の架空線建設コストデータを参照する。同資料中の±250kV 直流架空線の単価をもとに、±500kV 直流架空線の単価を、鉄塔の費用が増額になると仮定して算出する。

- 地中線：電力広域的運営推進機関(OCCTO)

OCCTO の「送変電設備の標準的な単価の公表について」（2016 年 3 月 29 日）から、土木工事を含む地中線単価を参照する。AC33kV から 275kV のデータを元に、DC±500kV の工事費単価を算出する。

以上の条件を元に建設費単価を算出した結果を表 6-7 にまとめる。海底線の単価は架空線の半分以下、地中線の 3 分の 1 以下であり、最も安価である。近年欧州で長距離直流海底線が盛んに敷設されて価格競争が起こっていることも一因であろう。また、国内の架空線の単価は欧米の 2 倍以上であり 、日本固有の事情が働いていると考えられる。

表 6-7 建設費単価（出典：自然エネルギー財団）

項目	単価	備考
海底線	2.93 億円/km	DC±500kV, 2GW, MI・3 条・個別埋設
交直変換機	157 億円/台	1GW, VSC
架空線	6.64 億円/km	DC±500kV
地中線	9.15 億円/km	DC±500kV

✓ 各ルートの建設費

送電容量 2GW の国際連系線の建設費は、国内増強部分も含めて日露ルートで 4,305 億円から 5,730 億円、日韓ルートで 2,024 億円から 2,465 億円となる(表 6-8 および表 6-9)。日露ルートでは、海底送電線を長距離敷設して需要地に近い地点に接続するルートの方が、建設費は安価だが、北海道で陸揚げして各地の自然エネルギー電源と接続した場合には、その後の国内ルートを地域間連系線として活用するなど複合的便益も期待できる。

建設費の総額への影響は限定的だが、必要と思われる追加検討コスト項目として、その他の敷設関連・運転維持・ルート調査・資材価格の変動・漁業補償等・環境アセスメント、などがある。

表 6-8 日露連系建設費の全体像(国内ルート含む)（出典：自然エネルギー財団）

ルート	条件	交直変換機	国際分	国内分	総額
R1 サハリン–柏崎	すべて海底線	4台	4,305億円	-	4,305億円
R2 サハリン–石狩–柏崎	すべて海底線	6台	1,961億円	2,658億円	4,619億円
R3 サハリン–稚内–石狩–柏崎	陸上は架空線	6台	1,100億円	4,630億円	5,730億円
R4 サハリン–石狩–苫小牧–福島	陸上は地中線	6台	1,961億円	3,303億円	5,264億円

表 6-9 日韓連系建設費の全体像(国内ルート含む)（出典：自然エネルギー財団）

ルート	条件	交直変換機	国際分	国内分	総額
K1 プサン–舞鶴	すべて海底線	4台	2,465億円	-	2,465億円
K2 プサン–松江–日野	松江–日野は増強	4台	1,718億円	306億円	2,024億円
K3 プサン–伊万里/大分–伊方	すべて海底線	8台	1,290億円	833億円	2,123億円

3） 投資回収の為のビジネスモデルと試算結果

① ビジネスモデルの類型

国際連系線の投資回収方法は、先行研究などから以下四類型（およびその組み合わせ）に分類される。

- 売電モデル

特定の発電所や供給者から特定の需要家・市場への電力供給プロジェクトの一環として送電線を敷設し、売電収入によって送電線の投資回収が行われる。

- 託送料金モデル

国際連系線の建設費および維持費は、送電事業者の総括原価とみなされ、事業エリア内の全需要家が送電費用に対する託送料金を負担することで投資を回収する。

- 送電権販売モデル

送電事業者は、発電事業者や小売電気事業者等に対し、送電線を利用する権利を販売し対価を得る。

- 混雑収入モデル

市場連結（Market Coupling）している市場間に敷設された送電線に送電混雑（市場分断）が発生した際、送電事業者は「卸電力取引価格の値差×実際の送電電力量」を収入として得る。

② 試算結果

一例として、売電モデルによる試算結果を日露ルート・日韓ルートそれぞれに関して表 6-10 および表 6-11 にまとめる。なお、試算条件として、投資回収期間を 25 年、O&M 率を初期投資費用の 1〜3%、供給電力を最小 1 GW、最大 2 GW、JEPX 価格を 2016 年および 2017 年の各 1 年分（30 分毎）、FOB 価格設定値　5〜9 円/kWh（1 円毎）とした。表中の赤枠は、各条件において試算した結果の IRR 中央値が正の範囲を示す。

これより、安価な電力が調達でき、設備利用率が高ければ、投資回収が可能であることが分かる。

表 6-10 日露ルート 売電モデル試算結果(単位 IRR%)（出典：自然エネルギー財団）

FOB 価格設定値	5円/kWh	6円/kWh	7円/kWh	8円/kWh	9円/kWh
【R1】サハリン–柏崎（売電市場：JEPX東京エリア、建設コスト：4,305億円）					
1GW	2.3~7.1 %	-1.3~4.3 %	-5.6~1.2 %	-11.4~-2.3 %	最大 -5.2 %
2GW	12.9~18.0 %	8.4~13.7 %	4.1~9.1 %	0.3~4.6 %	-3.9~1.3 %
【R2】サハリン–石狩-柏崎（売電市場：JEPX東京エリア、建設コスト：4,619億円）					
1GW	1.3~6.2 %	-2.3~3.6 %	-6.8~0.5 %	-13.9~-3.0 %	最大 -5.9 %
2GW	11.7~16.6 %	7.3~12.5 %	3.1~8.2 %	-0.7~3.8 %	-4.9~0.6 %
【R3】サハリン–稚内–石狩–柏崎（売電市場：JEPX東京エリア、建設コスト：5,730億円）					
1GW	-1.6~3.8 %	-5.5~1.3 %	-11.6~-1.6 %	最大 -4.9 %	最大 -8.0 %
2GW	8.1~12.8 %	4.2~9.3 %	0.2~5.5 %	-3.7~1.6 %	-8.8~-1.4 %
【R4】サハリン–石狩–苫小牧–福島（売電市場：JEPX東京エリア、建設コスト：5,264億円）					
1GW	-0.4~4.7 %	-4.2~2.2 %	-9.4~-0.8 %	最大 -4.2 %	最大 -7.1 %
2GW	9.5~14.3 %	5.4~10.5 %	1.4~6.5 %	-2.5~2.5 %	-7.1~-0.6 %

表 6-11 日韓ルート 売電モデル試算結果(単位 IRR%)（出典：自然エネルギー財団）

FOB 価格設定値	5円/kWh	6円/kWh	7円/kWh	8円/kWh	9円/kWh
【K1】プサン–舞鶴（売電市場：関西エリア、建設コスト：2,465億円）					
1GW	4.0~13.8 %	-1.2~10.1 %	-7.8~6.6 %	最大3.5 %	最大0.7 %
2GW	15.3~29.7 %	8.5~23.0 %	2.4~17.3 %	-3.1~12.5 %	-9.5~8.5 %
【K2】プサン–松江-日野（売電市場：中国エリア、建設コスト：2,024億円）					
1GW	6.8~17.4 %	1.4~13.0 %	-4.5~9.2 %	-13.0~5.7 %	最大2.7 %
2GW	19.7~36.3 %	11.8~28.2 %	5.1~21.5 %	-0.4~15.8 %	-5.7~11.3 %
【K3】プサン–伊万里/大分–伊方（売電市場：九州エリア、建設コスト：2,123億円）					
1GW	5.7~15.6 %	0.3~11.5 %	-5.7~7.9 %	-16.6~4.7 %	最大1.7 %
2GW	17.9~33.0 %	10.4~25.5 %	4.0~19.3 %	-1.3~14.2 %	-6.9~9.9 %

4） まとめ

日本が国際連系線を建設することは物理的・技術的に可能であり、陸揚げ後の国内ネットワークとの接続にも大きな問題がない。

2GW の国際連系線の建設費用は、日本国内の系統拡充の費用まで含めても、2,000 億円強（日韓）から 6,000 億円弱（日露）の範囲内であり、十分に回収可能である。

社会的便益や法的枠組みに関しては、今後の検討課題である。

第 3 節　日本と韓国による共同の洋上風力発電所

国家間で電力を送受電する国際連系線は、欧州では既に多く建設され、運用が開始されている。しかし、日本ではいまだに建設の計画もない状況である。日本において国際連系線が、技術的には可能で経済的にも成り立つとされていながら、このまま躊躇し続けることは、将来の国益を大いに損なう可能性がある。そこで、本稿では日本と韓国の間に洋上風力発電所を共同で建設し運用しながら、その延長線上に送電線の空容量を有効活用して国際連系線を開始する提案を行う。

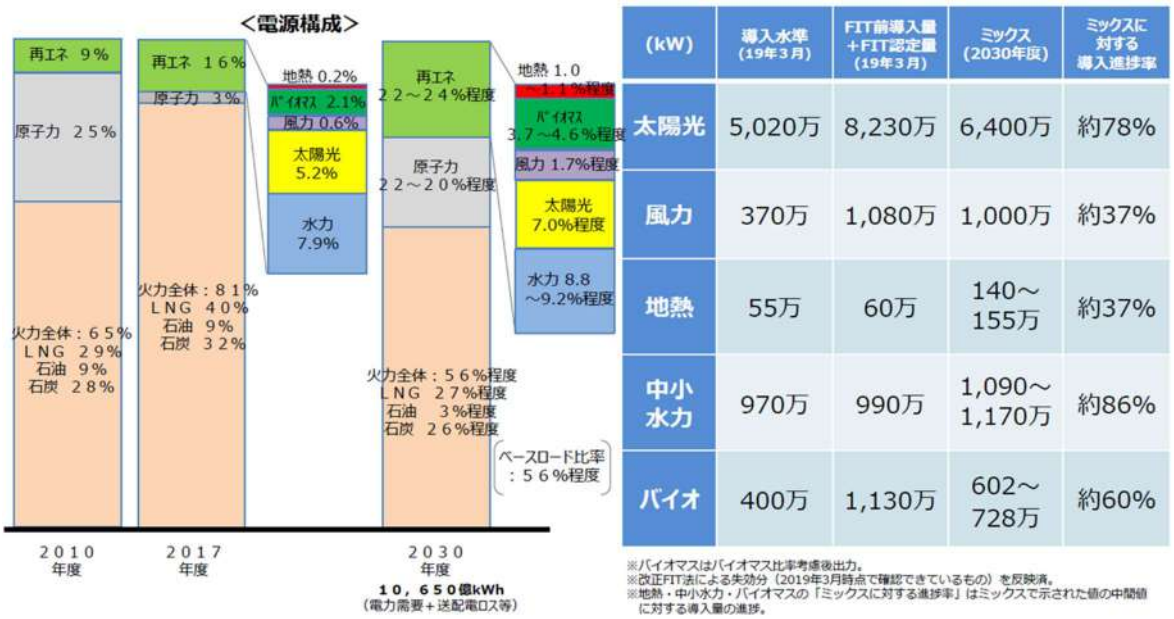
日本での国際連系線の実現へ向けて、本節では自然エネルギーを取り巻く状況も考慮して、日本と韓国による共同の洋上風力発電所に関して具体的に建設費を試算すると共に、価格を固定した取引と電力市場を介した取引を想定した運用結果を報告する。

1)　経緯

①　日本の状況

日本政府は、2030 年のエネルギーミックスの再生可能エネルギーの比率を 22%から 24%の間としている。その中で風力は、洋上と陸上を合わせて 1.7%と設定している。これは設備容量に換算すると 10GW となり、現在の導入進捗率は僅か 37%である。再生可能エネルギーの導入状況を図 6-13 に示す[6.17]。

このような中、再エネ海域利用法が 2019 年 4 月 1 日に施行され、今後、洋上風力発電の本格導入が進むと思われる。2019 年度中に 1 回目の促進区域が決定され、2020 年度中にその促進区域に従って、公募により事業者が選定される見通しである。図 6-14 に、洋上風力発電の環境アセスメントの手続き状況を示す[6.18]。2017 年以降に手続き中の案件が急増しており、一般海域だけでも 12.6GW にのぼる。



(kW)	導入水準 (19年3月)	FIT前導入量 +FIT認定量 (19年3月)	ミックス (2030年度)	ミックスに対する導入進捗率
太陽光	5,020万	8,230万	6,400万	約78%
風力	370万	1,080万	1,000万	約37%
地熱	55万	60万	140～155万	約37%
中小水力	970万	990万	1,090～1,170万	約86%
バイオ	400万	1,130万	602～728万	約60%

※バイオマスはバイオマス比率考慮後出力。
※改正FIT法による失効分（2019年3月時点で確認できているもの）を反映済。
※地熱・中小水力・バイオマスの「ミックスに対する進捗率」はミックスで示された値の中間値に対する導入量の進捗。

図 6-13 日本のエネルギーミックス（出典：METI）

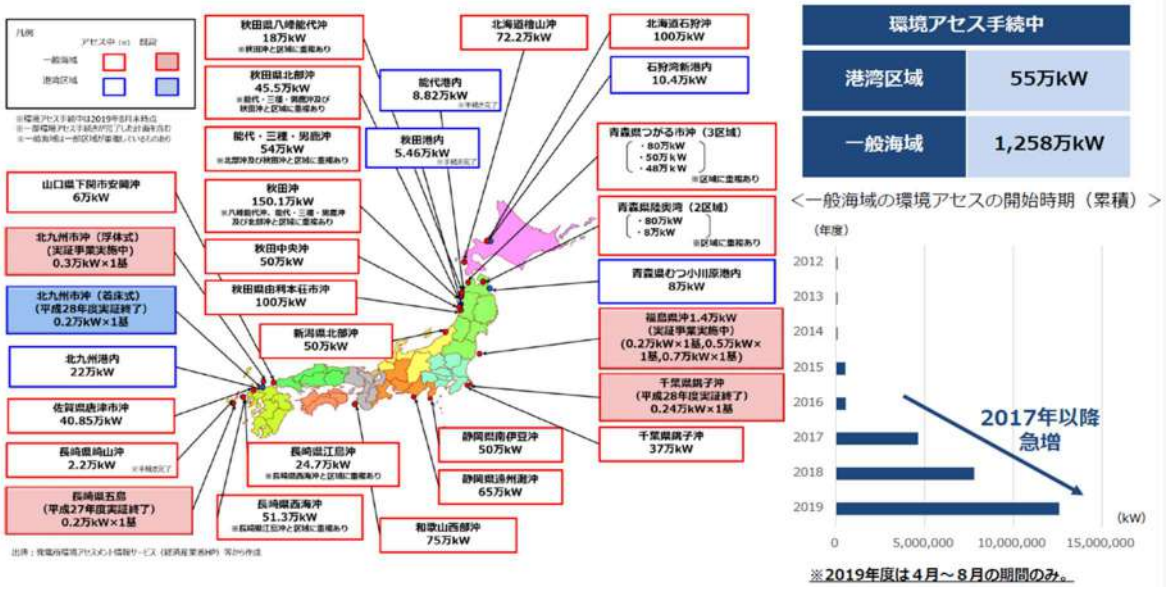


図 6-14 洋上風力発電の環境アセスメント（出典：METI）

② 世界の状況

持続可能な開発目標(SDGs)とは、2001 年に策定されたミレニアム開発目標（MDGs）の後継として、2015 年 9 月の国連サミットで採択された「持続可能な開発のための 2030 アジェンダ」にて記載された 2016 年から 2030 年までの国際目標である(図 6-15)[6.19]。

持続可能な世界を実現するための 17 のゴールがあり、その中に「7 エネルギーをみんなにそしてクリーンに」だけでなく「14 海の豊かさを守ろう」とある通り、洋上風力発電を適切に進めていくことが期待されている。

2019 年 12 月にスペインのマドリードで開催された COP25(国連気候変動枠組条約第 25 回締約国会議)では、残念ながら日本は化石賞という不名誉な賞を受賞した(図 6-16)[6.20]。日本の経済産業大臣が「石炭火力発電など化石燃料の発電所は選択肢として残していきたい」とコメントしたことに対して贈られた。



図 6-15 持続可能な開発目標(SDGs)（出典：外務省）



図 6-16 COP25 で日本が受賞した化石賞（出典：CAN-Japan）

③ 電力レジリエンス

世界が気候変動対策を進めている中、既に日本では実際に異常気象が起こっている、2019 年 9 月に発生した台風 19 号では、千葉県で鉄塔が倒壊するなどして広い範囲で停電が発生し(図 6-17)[6.21]、全面復旧まで 2 週間以上かかった。

2018 年 9 月に発生した北海道胆振東部地震では、北本連系線を充分に活用したにもかかわらず、北海道エリア内での発電所の停止がそれを上回り、大規模停電(ブラックアウト)に至った(図 6-18)[6.22]。その後、新北本連系線が 2019 年 3 月に運用開始されたこともあり、同様の事象が発生する可能性は低下した。しかし、北海道エリアでの風力発電が増加することが予想され、連系線の更なる増強が検討されている。

この 2 件の停電から、気候変動対策として自然エネルギーの導入を進めると共に、送電網を中心とした電力レジリエンスを高める必要があることが明確になった。

ソフトバンクグループ会長兼社長の孫正義氏が東日本大震災後に私的に設立した、公益財団法人自然エネルギー財団は、2011 年の設立以来、世界中の送電網に自然エネルギーをつなぐ国際送電網のアジア版である「アジアスーパーグリッド(ASG)」の実現をめざす取組みを推進してきた(図 6-19)[6.23]。



図 6-17 千葉県における鉄塔倒壊（出典：METI）

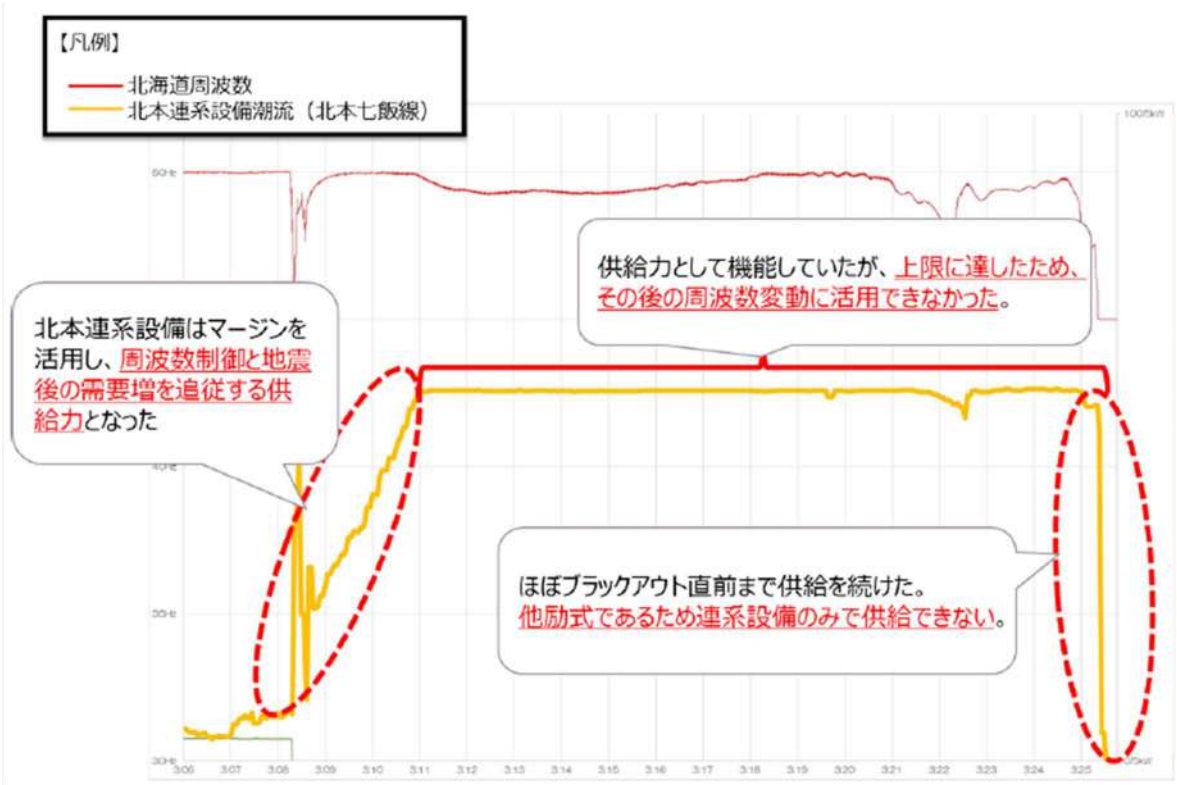


図 6-18 ブラックアウトに至るまでの北本連系線の潮流（出典：OCCTO）



図 6-19 アジアスーパーグリッド（出典：自然エネルギー財団）

④ 欧州での先行事例

複数の国における洋上風力発電所の共同所有に関して、欧州での先行事例を挙げる。オランダ・ドイツやデンマークの送電会社等がコンソーシアムを組んで北海に島を作り、そこを拠点として洋上風力発電所を建設していく”Spoke-and-Hub”というコンセプトを基にした North Sea Wind Power Hub Programme (NSWPH)がある(図 6-20)[6.24]。

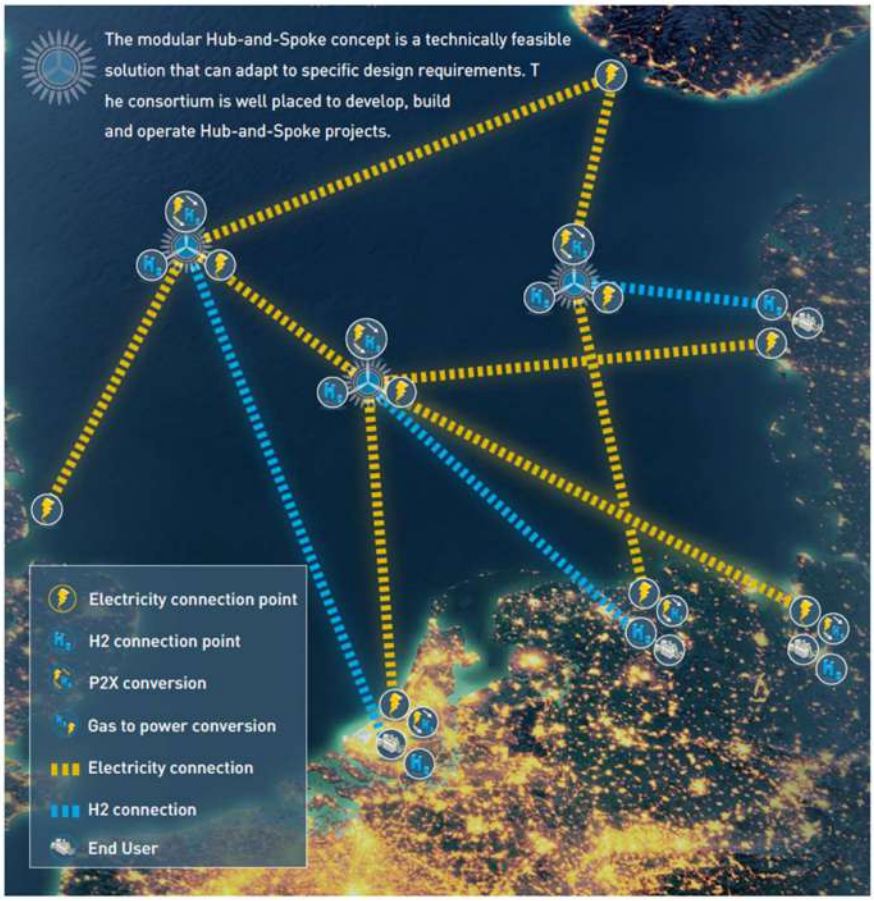


図 6-20 North Sea Wind Power Hub Programme (出典：NSWPH)

2)　洋上風力発電所の建設

日本と韓国による共同の洋上風力発電所に関して、規模等を想定して具体的に建設費を試算する。

①　規模

洋上風力発電所の規模は 2GW とし、10MW の風車を 200 基使用する。なお、当該海域となる対馬近海は水深が 100m 程度なので浮体式となる。また、風車のロータ直径を D とすると、風車の配置間隔は一般的に卓越風向に対して横 3D・縦 10D となる(9)。ロータ直径を約 200m として、横 20 基・縦 10 基とすると、発電所の範囲は横 12km・縦 20km 程度となる。海底ケーブルの送電容量を 2GW とし、直流±500kV とする。洋上風力発電所の位置及び海底ケーブルのルート等についてプロジェクト概要を図 6-21 に示す。

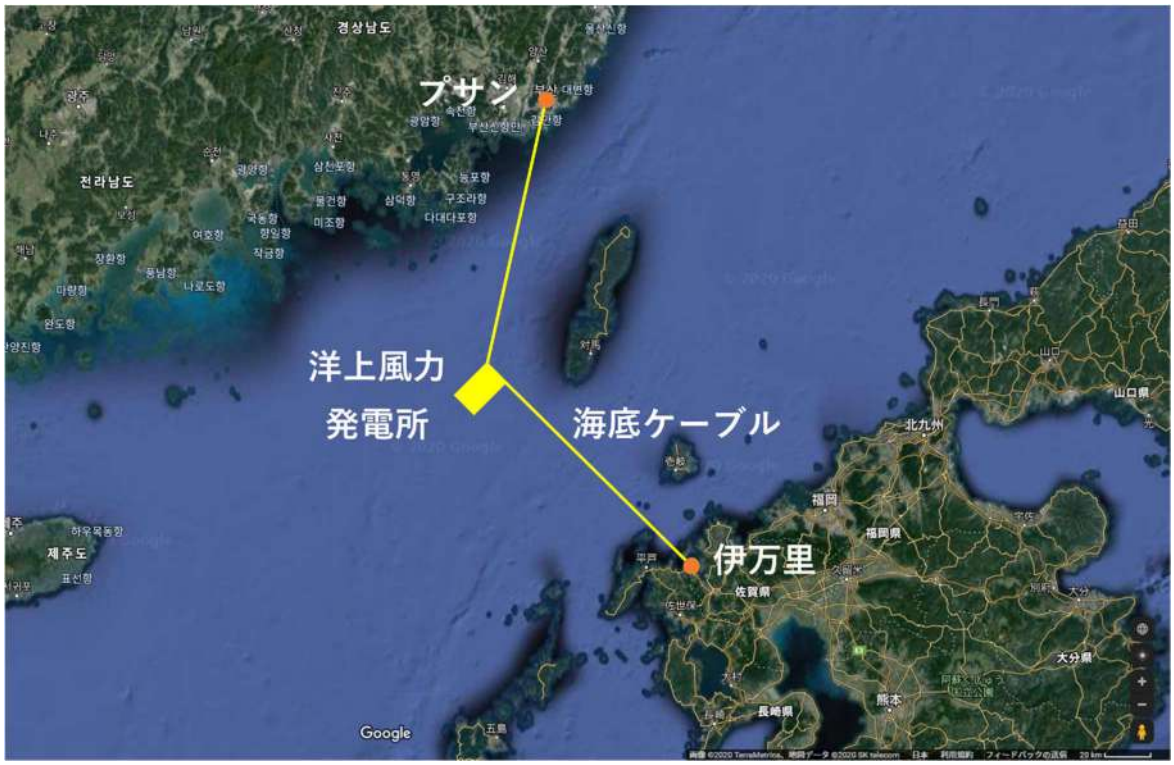


図 6-21　プロジェクト概要（Google Map を基に作成）

② 建設費

洋上風力発電所の送電線を除く建設費は、図 6-22 に示す IEA の報告書より[6.25]、2018 年に運用を開始したプロジェクトの世界平均から 1kW あたり 3,000USD とした。為替レートを 1USD=110 円とすると、2GW の建設費は 6,600 億円となる。

直流送電線の建設費は、アジア国際送電網研究会 第 2 次報告書より[6.26]、海底ケーブルの単価を 2.93 億円/km とし、伊万里とプサンを結ぶルートの距離が 226km で 662 億円となる。また、交直変換機は、容量 1GW あたり 157 億円/台であり、6 台で 942 億円となる。合計で約 1,600 億円となる。

以上より、洋上風力発電所の建設費の総額は、8,200 億円となる。なお、洋上風力発電所の建設費の単価が変動した場合も含め、建設費の総額を表 6-12 にまとめる。

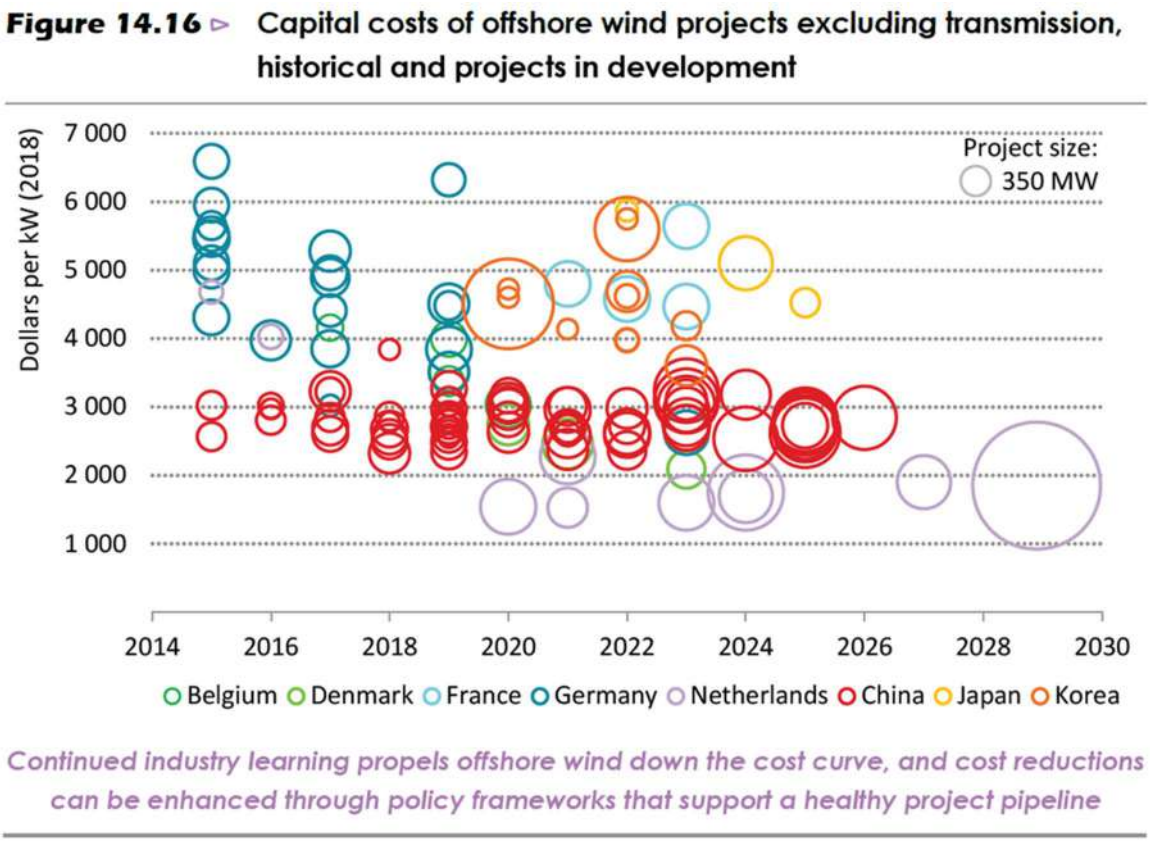


図 6-22 洋上風力発電所の建設費の推移（出典：IEA）

表 6-12 建設費の総額

	洋上風力発電所		送電線	総額
	（単価）	（2GW）	（226km）	
	[USD/kW]	[億円]	[億円]	[億円]
低価格	2,000	4,400	1,600	6,000
標準価格	3,000	6,600	1,600	8,200
高価格	4,000	8,800	1,600	10,400

（1USD=110円）

3)　洋上風力発電所の運用

価格を固定したり、市場を介したりした取引を想定して、運用結果をまとめる。また、価格を固定した場合の感度分析も行う。

①　一律の条件での運用結果

固定価格買取制度や相対契約(PPA)を想定した、価格を固定した取引による洋上風力発電所の運用を検討する。風速及び風車の性能であるパワーカーブから決まる CF(Capacity Factor、設備利用率)も固定する。

建設費を前項の検討結果より 8,200 億円とする。そして、設備容量が 2GW で CF を 40%とすると年間の発電電力量は 7.0TWh となる。次に、売電価格を 10 円/kWh に固定すると年間の売電収入は 700 億円となる。さらに、年間の O&M(運転維持)費を建設費の 2%とすると、年間の利益は 536 億円となる。

以上の条件を踏まえ、投資回収期間を 20 年間とすると、IRR(Internal Rate of Return、内部収益率)は 2.70%となる。IRR は、理論的には 0 以上であればプロジェクトは成り立ち、一般的に公共事業等では 2%から 4%と言われているので、妥当な結果である。表 6-13 に前提条件と結果を示す。

表 6-13 価格を固定した取引

建設費	8,200	[億円]
設備容量	2	[GW]
CF	40	[%]
発電電力量	7.0	[TWh/年]
売電価格	10	[円/kWh]
売電収入	700	[億円/年]
O&M	2	[%]
利益	536	[億円/年]
投資回収期間	20	[年間]
IRR	2.70	[%]

② 感度分析

価格を固定した取引による結果を踏まえ、各項目の変動が IRR へ与える影響、つまり感度分析を行う。対象とする項目は、以下の投資回収期間・CF・建設費・売電価格・O&M の 5 項目とする。

なお、感度分析の設定値を表 6-14 に、感度分析の結果を表 6-15 にそれぞれまとめる。

- 投資回収期間

固定価格買取制度の期間である 20 年間を参考にして前節では設定したが、投資回収期間は可能であればより短い方が事業者としては良いので 10 年間、他方、風車等の耐用年数は 30 年程度であるので 30 年間をそれぞれ設定した。

これより、IRR は-7.07%から 5.04%となった。

- CF

現在入手できる風速の情報や限りがあること、他方、風車の性能であるパワーカーブは年々進歩している。そこで、前節では 40%と設定したが、30%と 50%をそれぞれ設定した。

これより、IRR は-1.06%から 6.02%となった。

- 建設費

洋上風力発電所の建設費は、各国の導入状況などにより大きく変わる中、前節では最新の平均値により建設費総額で 8,200 億円とした。ここでは、参照データの幅を参考にして、6,000 億円から 10,400 億円とした。

これより、IRR は 0.29%から 6.30%となった。

- 売電価格

市場価格の平均値を踏まえ、前節では売電価格を 10 円/kWh と設定した。しかしながら、今後の市場価格は低下することが予想されるので、その場合は 8 円/kWh とし、他方、PPA 等では事業者に有利な価格を設定できる場合もあると考え 12 円/kWh を上振れ側として設定した。

これより、IRR は-0.33%から 5.32%となった。

- O&M

一般的な値を参照して前節では 2%と設定したが、運用を開始してから不要な作業を削り O&M 費を下げていくことを考え 1%の場合を設定した。他方、今回検討している洋上風力発電所は沖合における水深が深い海域を想定しているので、3%を上振れ側として設定した。

これより、IRR は 0.99%から 4.27%となった。

表 6-14 感度分析の設定値

投資回収期間	10	～	30	[年間]
CF	30	～	50	[%]
建設費	6,000	～	10,400	[億円]
売電価格	8	～	12	[円/kWh]
O&M	1	～	3	[%]

表 6-15 感度分析の結果

投資回収期間	-7.07	～	5.04	[%]
CF	-1.06	～	6.02	[%]
建設費	0.29	～	6.30	[%]
売電価格	-0.33	～	5.32	[%]
O&M	0.99	～	4.27	[%]

感度分析の結果をトルネードチャートにて図 6-23 に示す。

投資回収期間による影響が最も大きく、より長期間の運転により投資回収期間を長く設定することが重要である。また、次に CF の影響が大きい。風況を事前により正確に把握すると共に、風車の性能であるパワーカーブの向上に努める必要がある。続いて、建設費の影響が大きい。建設費は市況に大きく左右される項目であるが、事業者としても建設費低減の努力を継続して行う必要がある。

売電価格についても建設費と同様に大きな影響がある。事業者としては、今後価格が下がることが予想される電力市場よりも、より良い条件の PPA を探求することが望ましい。最後に O&M については、他の項目と比較するとあまり影響が無いものの、毎年継続して必要となる費用の為、更なる利益の向上を目指した効率化が求められる。

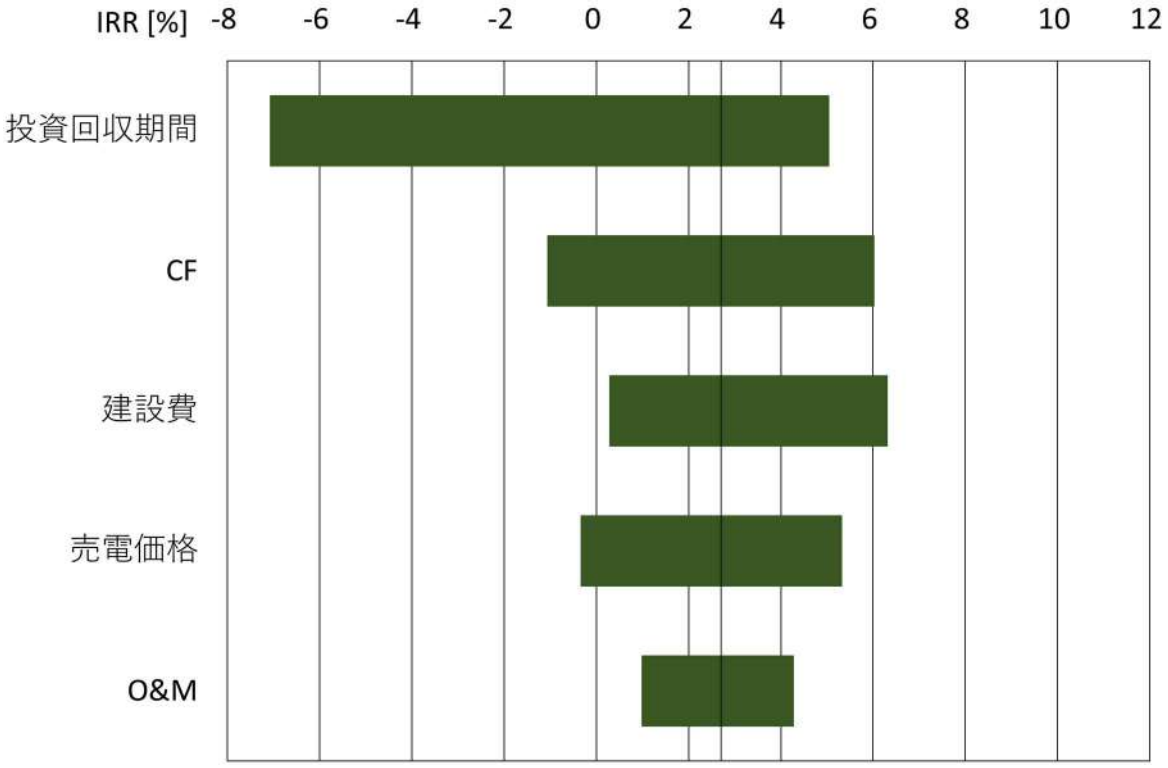


図 6-23 IRR のトルネードチャート

③ 市場を介した取引

- 市場価格

日本には日本卸電力取引所(Japan Electric Power Exchange, JEPX)、韓国には韓国電力取引所(Korea Power Exchange, KPX)という電力を取引する市場がそれぞれ存在するので、市場を介した取引による洋上風力発電所の運用を検討する。

2019 年の 1 月から 12 月までの 1 年間の実績に基づいて検討する。日本側は一日前市場(スポット市場)で一日を 30 分単位に区切って取引した九州のエリアプライスを使用する[6.27]。そして、韓国側は前日における 1 時間単位の SMP(System Marginal Price、系統限界価格)を使用する[6.28]。なお、通貨に関しては日本円に統一する[6.29]。

為替レートに関しては、通貨を統一する目的なので公表仲値(TTM)を使用して日本円とした。また、土曜日と日曜日そして祝日についてはデータが無い為、直前のデータがある日の値を用いた。2019 年 1 月から 12 月までの 1 年間の 1 日毎の韓国ウォン(KRW)の日本円での推移を図 6-24 に示す。100KRW に対する日本円の平均値は 9.38 円、最大値は 9.98 円、最小値は 8.63 円、そして標準偏差は 0.345 円である。

この為替レートを使用して、2019 年の 1 月から 12 月における日本と韓国の市場価格の推移を図 6-25 に示す。日本のデータは 30 分毎の為、1 時間毎の平均値を算出した。また、韓国のデータのうち、6 月 16 日と 12 月 25 日のデータが欠落していた為、これを除外した。

日本の市場価格の平均値は 7.17 円/kWh、最大値は 47.50 円/kWh、最小値は 0.01 円/kWh、標準偏差は 2.72 円/kWh である。韓国の市場価格の平均値は 8.40 円/kWh、最大値は 20.22 円/kWh、最小値は 5.06 円/kWh、標準偏差は 1.62 円/kWh である。

取引価格は、双方の市場の動向を見ながら取引をする場合、発電事業者としてはより高値で売電できる方を選択する。そこで、日本と韓国の市場価格を比較して高値の方を 1 年間選択すると、平均値は 8.90 円/kWh、最大値は 47.50 円/kWh、最小値は 0.38 円/kWh、標準偏差は 2.31 円/kWh となる。ちなみに、日本の方が高値になる時間は 1 年間の 8,760 時間のうち 2,730 時間であり、31.2%となる。日本と韓国の市場価格を表 6-16 にまとめる。

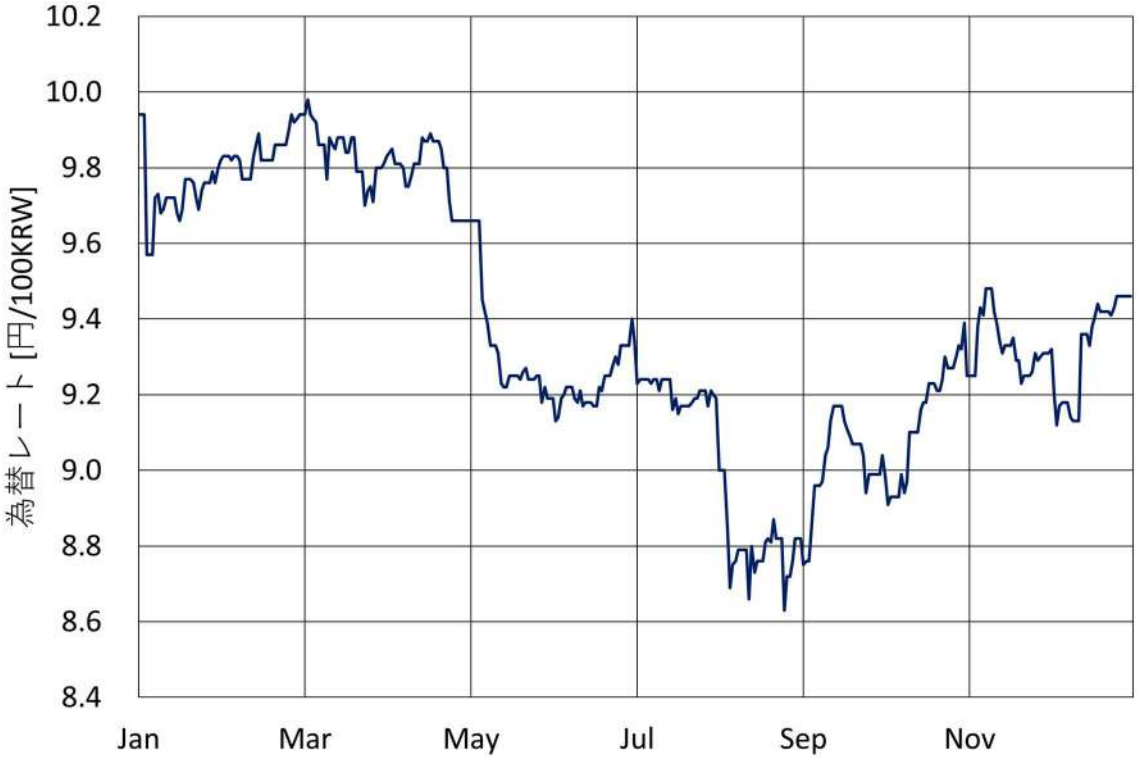


図 6-24 韓国ウォンの日本円での推移(2019 年)

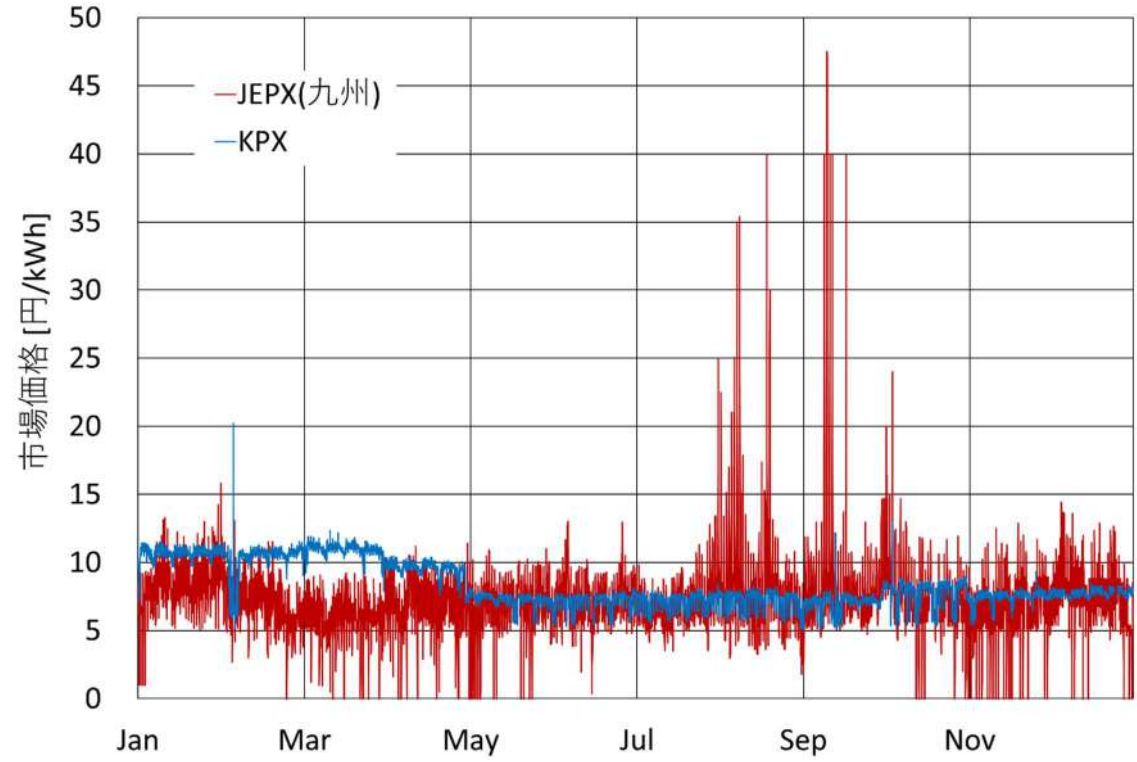


図 6-25 日本と韓国の市場価格の推移(2019 年)

表 6-16 日本と韓国の市場価格

	JEPX(九州)	KPX	取引価格
平均値	7.17	8.40	8.90
最大値	47.50	20.22	47.50
最小値	0.01	5.06	0.38
標準偏差	2.72	1.62	2.31

[円/kWh]

- 風速とパワーカーブ

洋上風力発電所の発電電力量を算出するにあたり、当該場所での 1 時間毎の風速、及び風車の性能となるその風速に対する発電出力を示すパワーカーブを設定する。

年間の平均風速に関して、NEDO が公開している洋上風況マップ(NeoWins)より[6.30]、当該地域では年間の平均風速はおおよそ 8m/s である(図 6-26)。

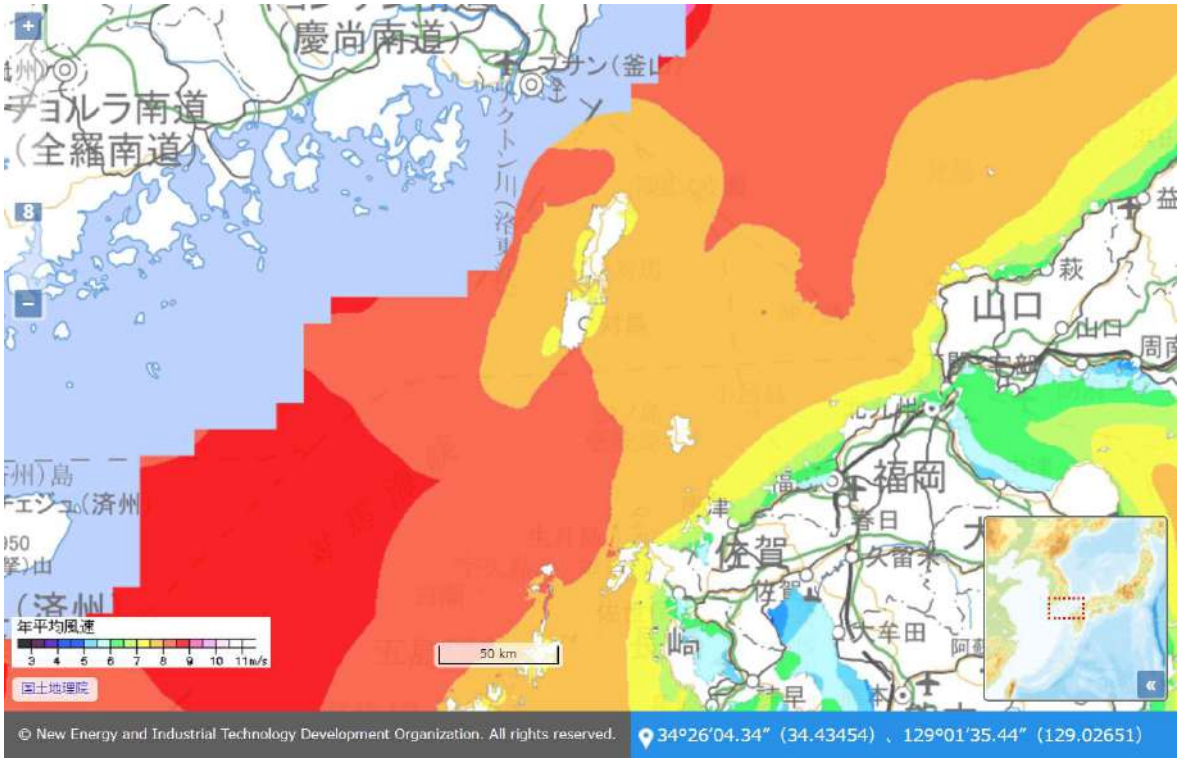
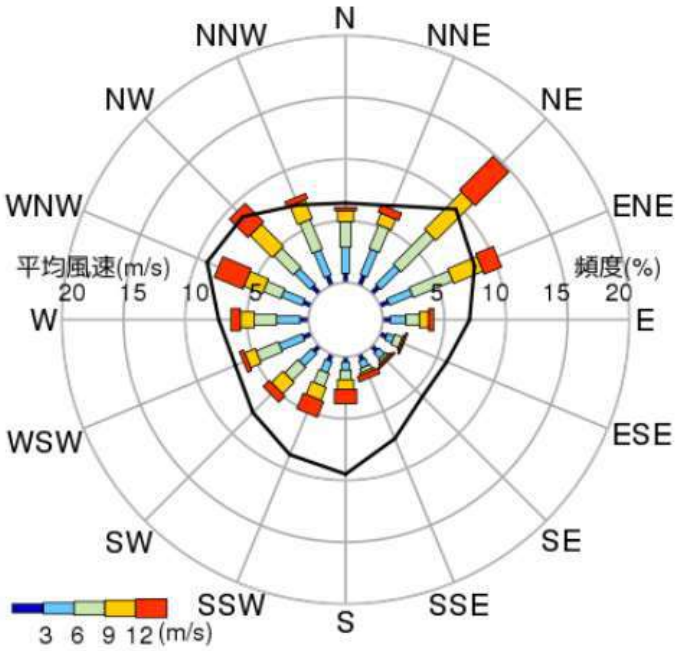
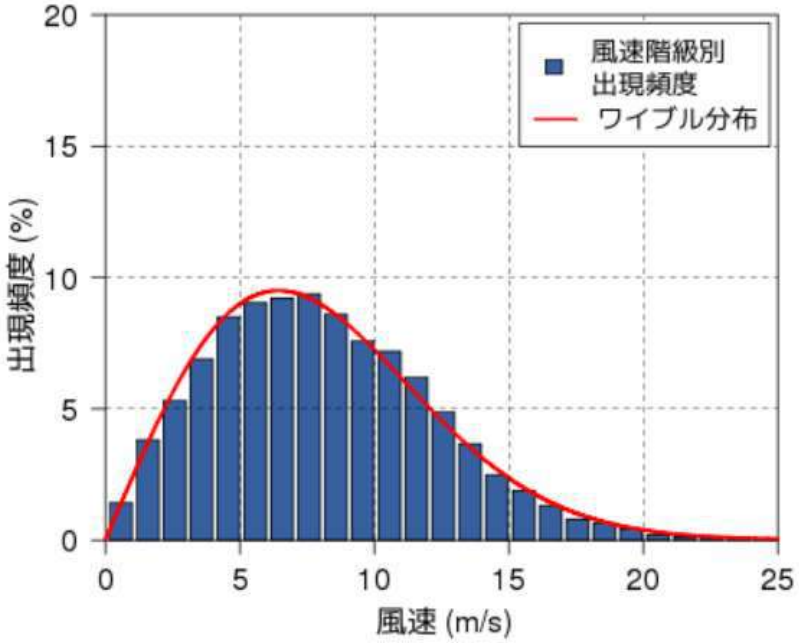


図 6-26 当該地域の風況(海面高 140m) (出典：NEDO)

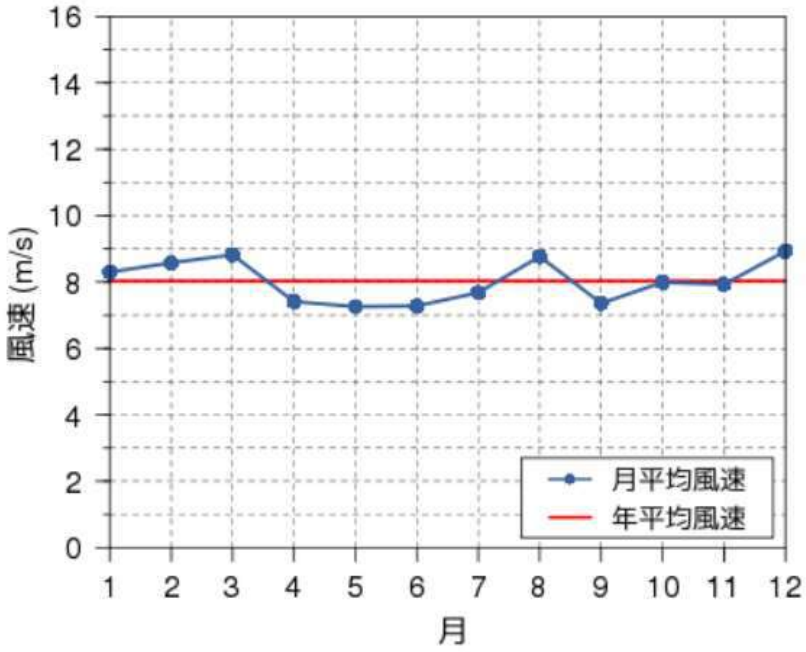
また、当該地域近傍における高度 140m の詳細な風況を図 6-27 の(a)から(d)に示す。(a)の風配置では、北東方向が卓越していることが分かる。そして、(b)の風速階級別出現頻度では、ワイブル分布に従っていることが確認できる。さらに、(c)の風速の季節変化では、大きな変化はないものの夏季はより冬季の方が平均風速は 2m/s 程高くなっている。また、(d)の風速の鉛直分布では、高度 140m 付近では概ね飽和していることが確認できる。



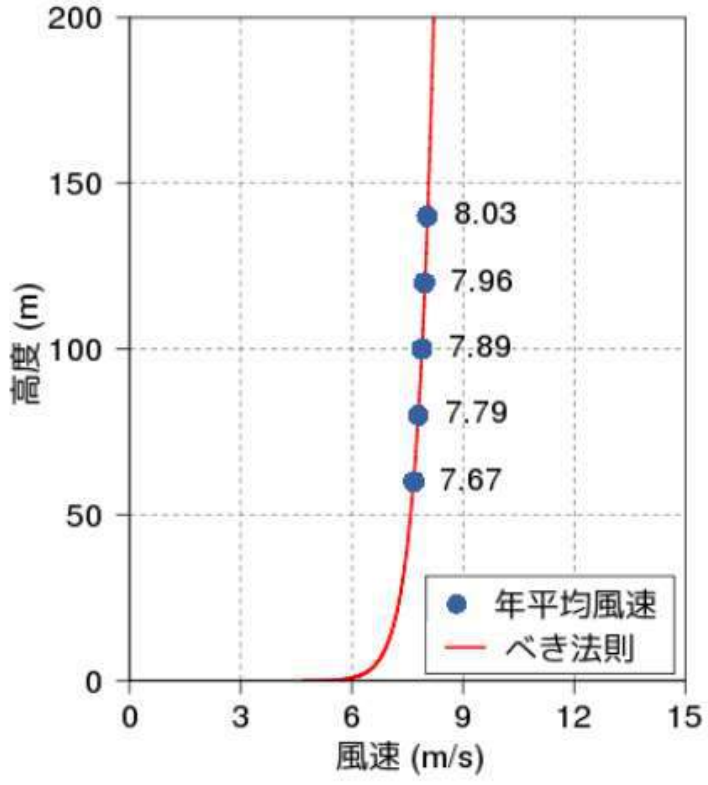
(a) 風配図



(b) 風速階級別出現頻度



（c）風速の季節変化



（d）風速の鉛直分布

図 6-27 当該地域近傍の実風況データ（出典：NEDO）

近年は風力発電設備の単機容量増大が進んでおり、8～12MW となってきている。そこで、本節では定格出力を 10MW とし、従来の一般的なパワーカーブからカットイン風速を約 2.5m/s 、定格風速を約 12m/s として図 6-28 に示すパワーカーブを推定した。なお、風速 8m/s での出力は約 4MW である。

以上のような状況を踏まえ、風速の月依存を一般化する為、モデルを設定する。1 年間の平均風速を 8m/s とし、月依存は下に凸の 2 次曲線に従うと仮定し、最大値と最小値の差を 2m/s とする。これより、風速の月依存モデルは図 6-29 の通りとなる。

また、各月の平均風速に対する時間変動については、風速出現がワイブル分布に従うと仮定する。平均風速から風速出現分布を推定する場合、簡単の為にレイリー分布がよく用いられるとのことなので[6.31]、ワイブル分布の形状定数 k=2 としてレイリー分布とする。レイリー分布の尺度定数 c は平均風速を V とすると、V=c x(π)1/2/2 となるので、当該月の平均風速より尺度定数 c を算出し、各月の風速出現分布を求める。そして、1 時間毎の風速別の出現時間数に置き換える。1 月から 12 月までの出現頻度及び時間数を図 6-30 の(a)から(l)に示す。

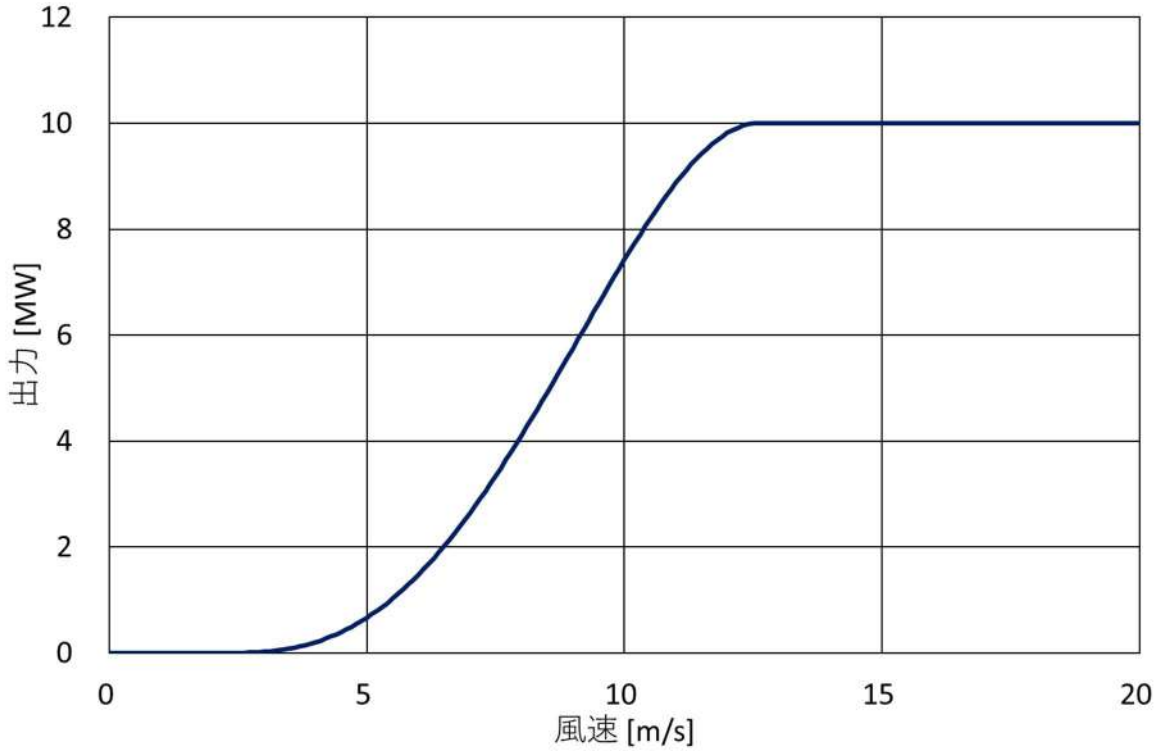


図 6-28 風車の性能(パワーカーブ)

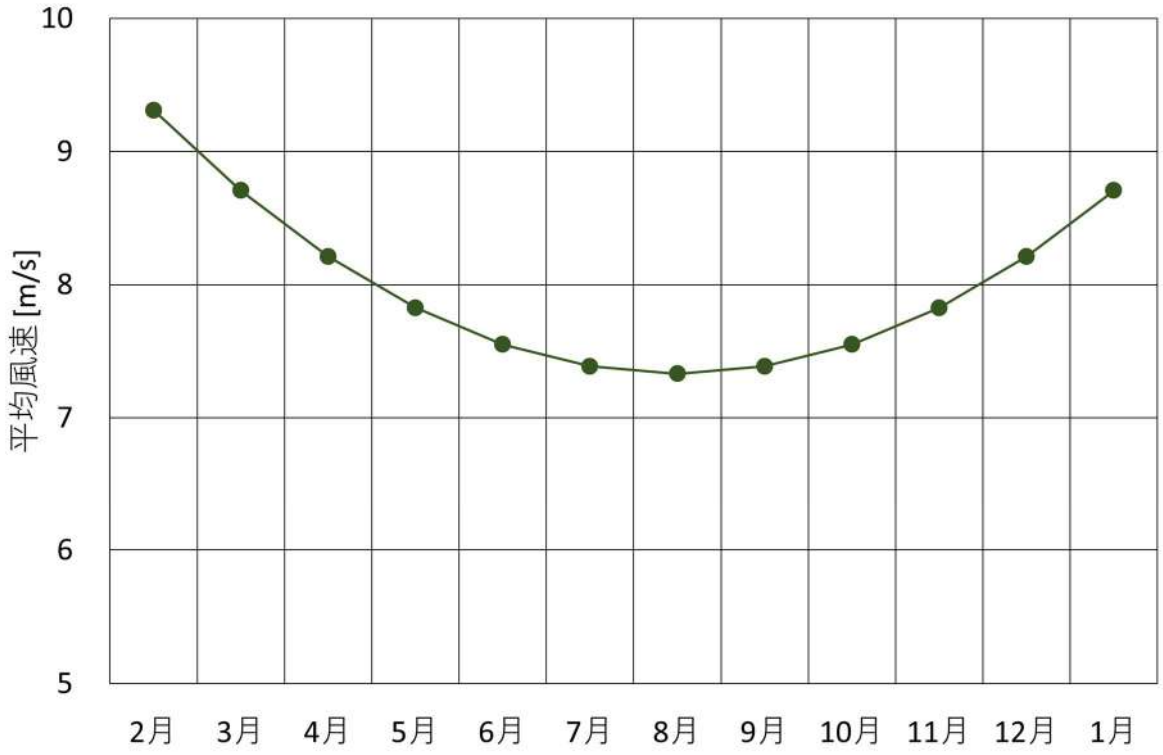
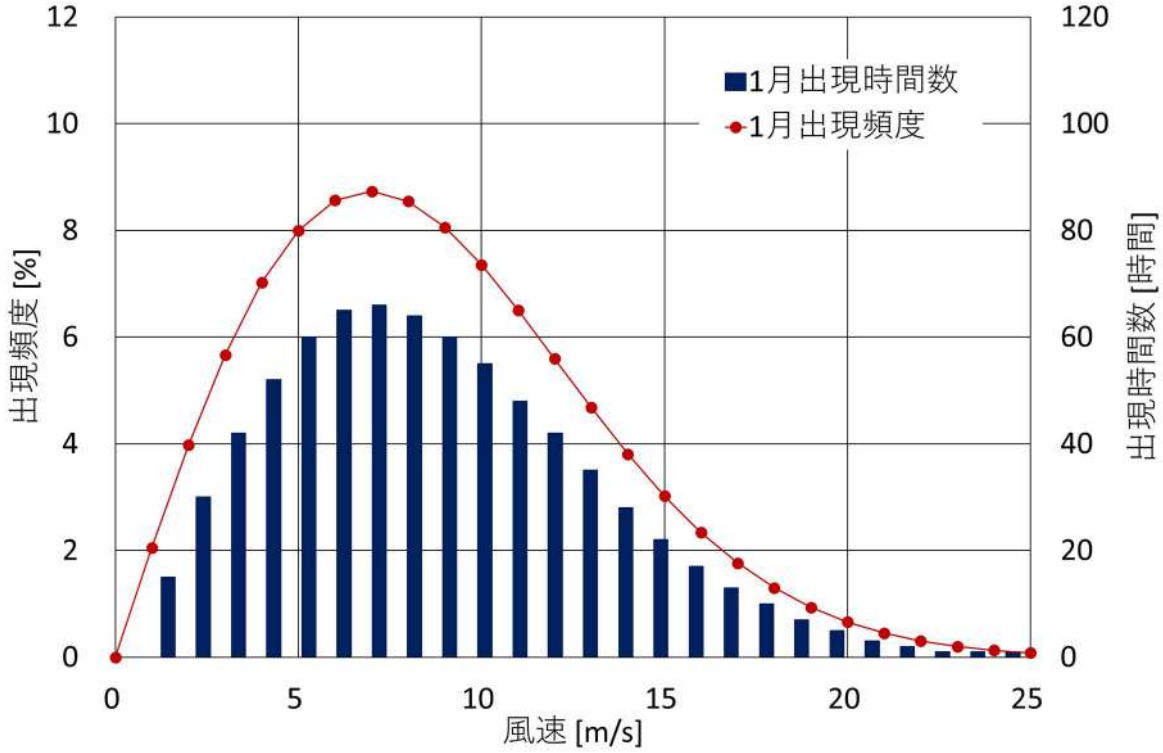
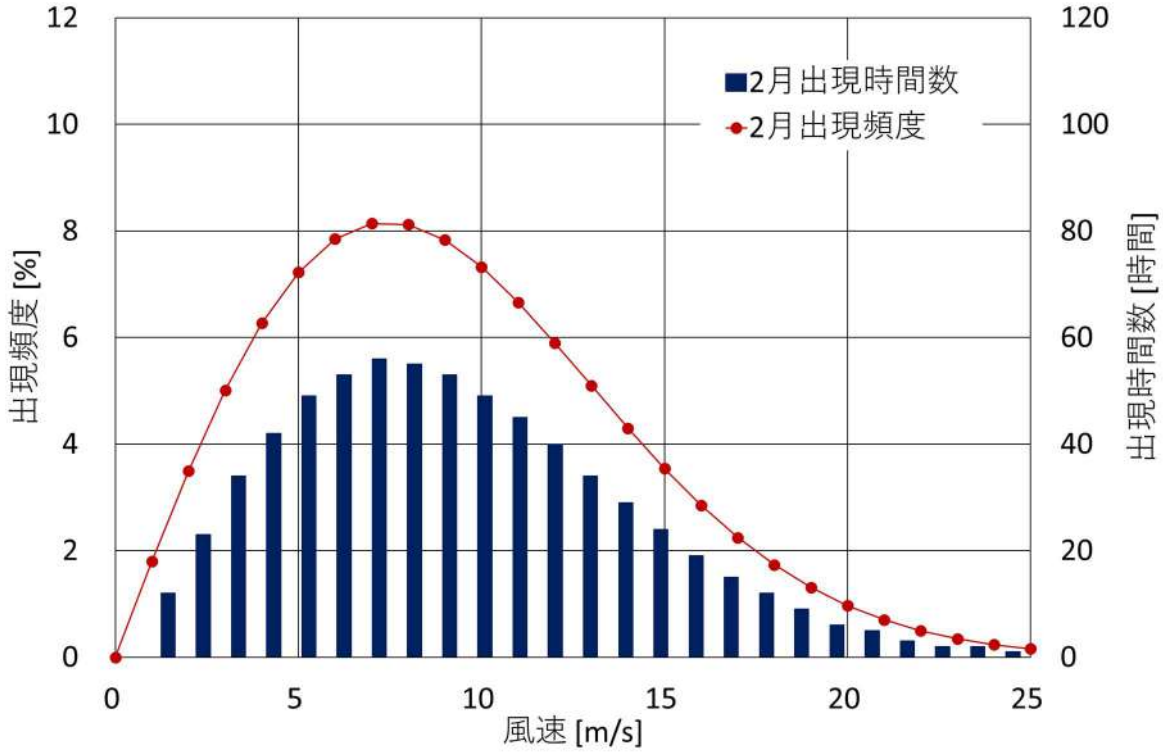


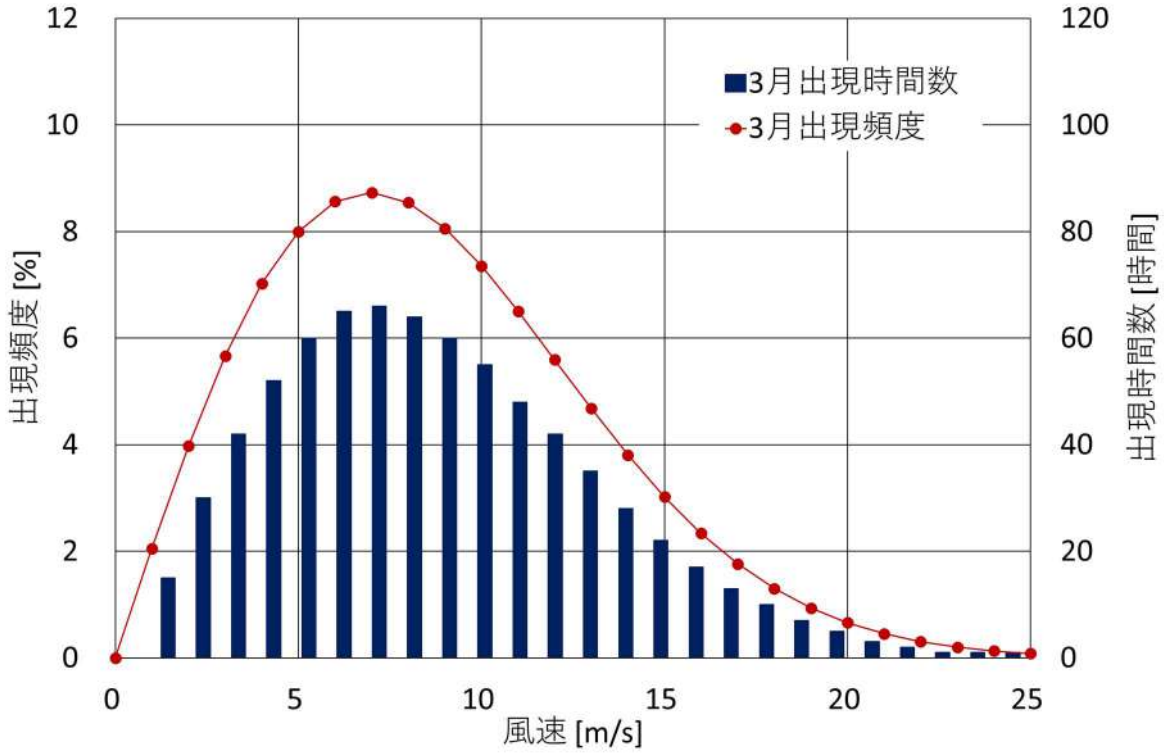
図 6-29 風車の月依存モデル



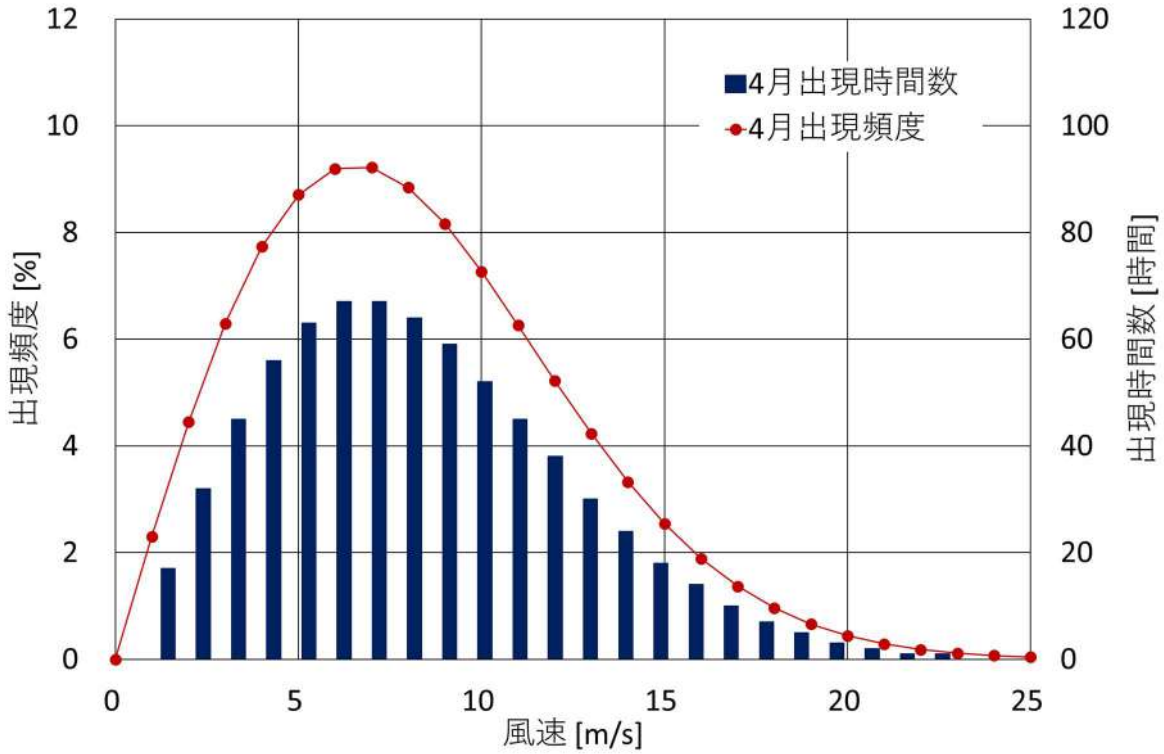
(a) 1 月のモデル



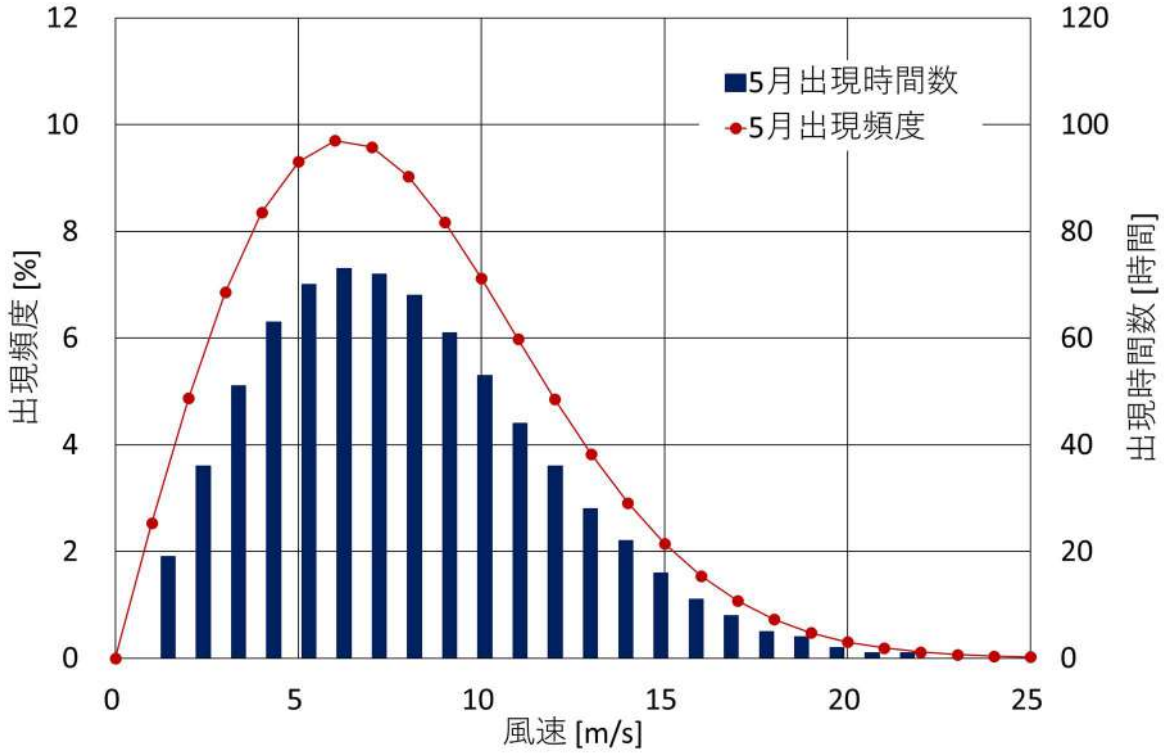
(b) 2 月のモデル



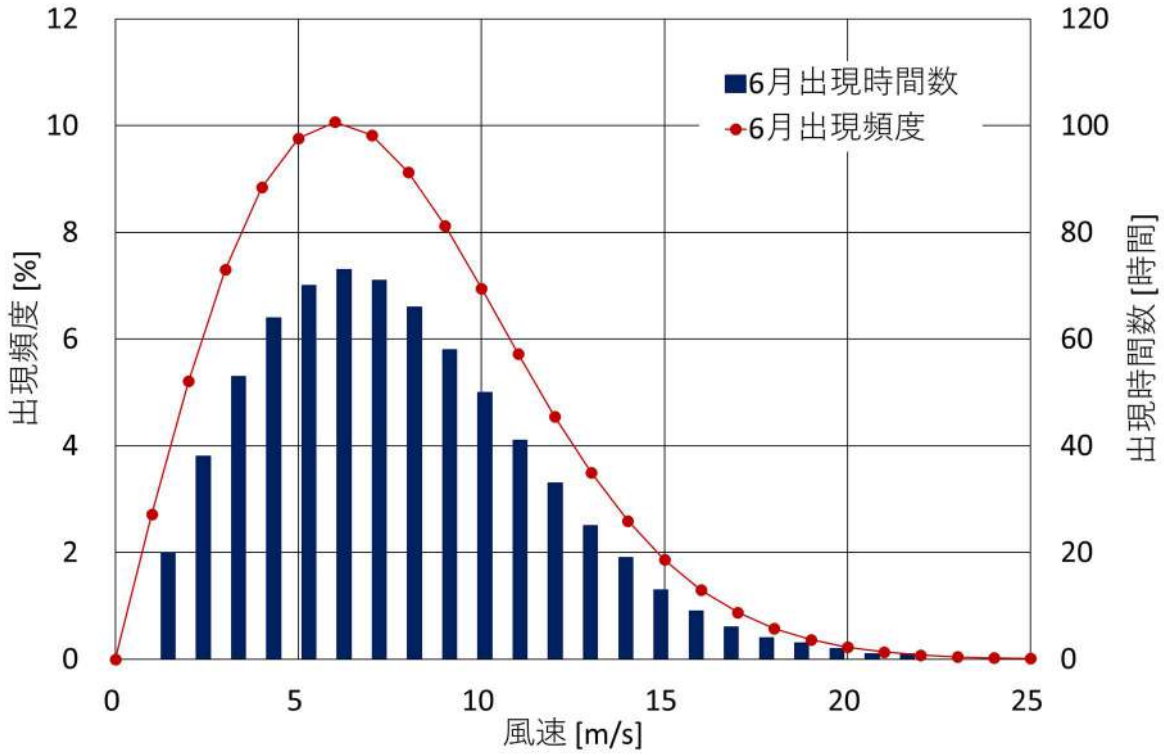
(c) 3 月のモデル



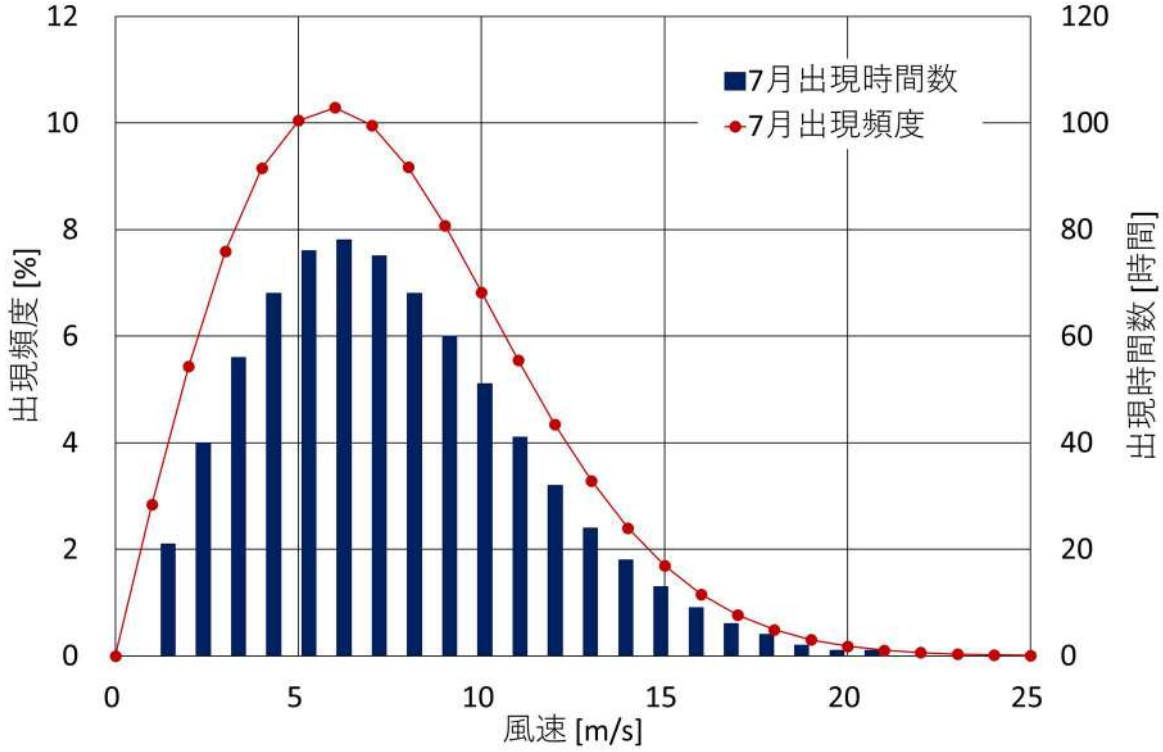
(d) 4 月のモデル



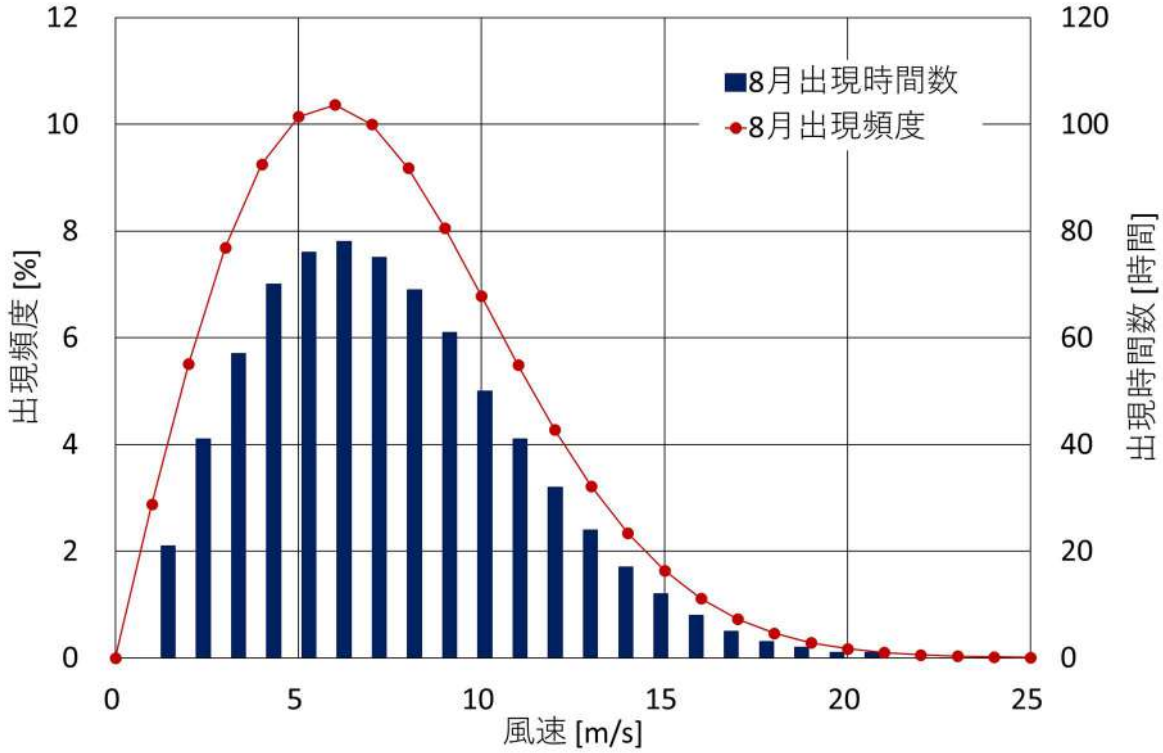
(e) 5 月のモデル



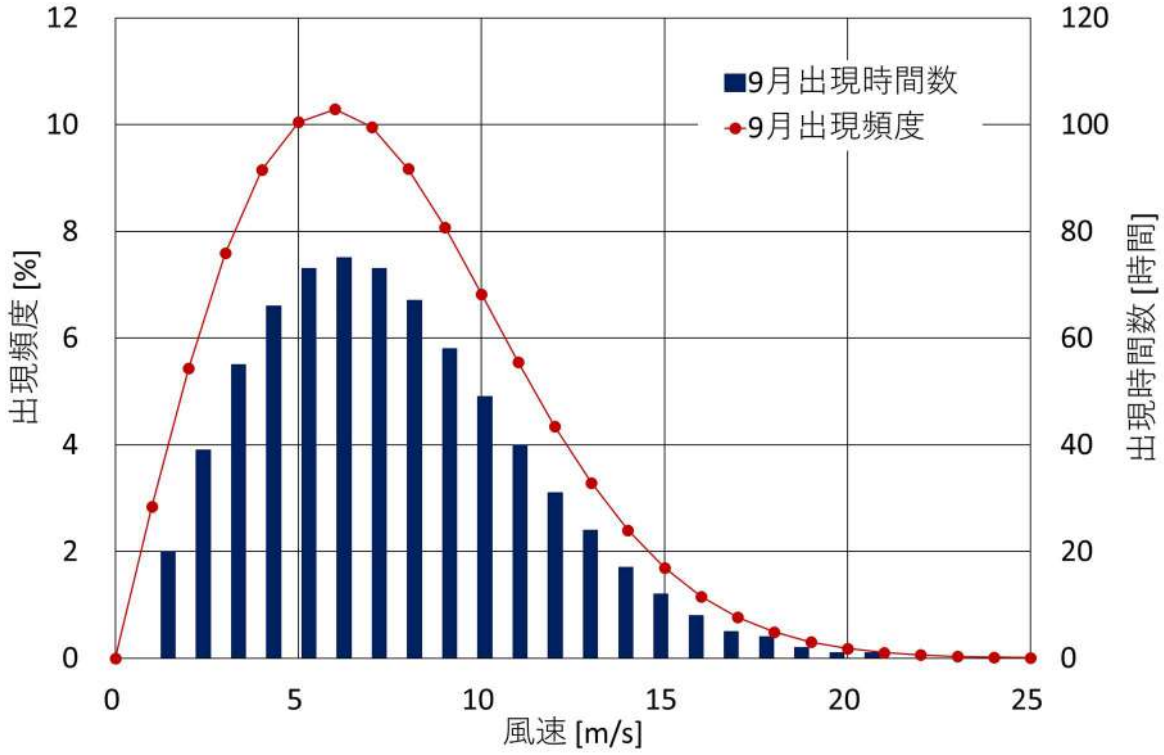
(f) 6 月のモデル



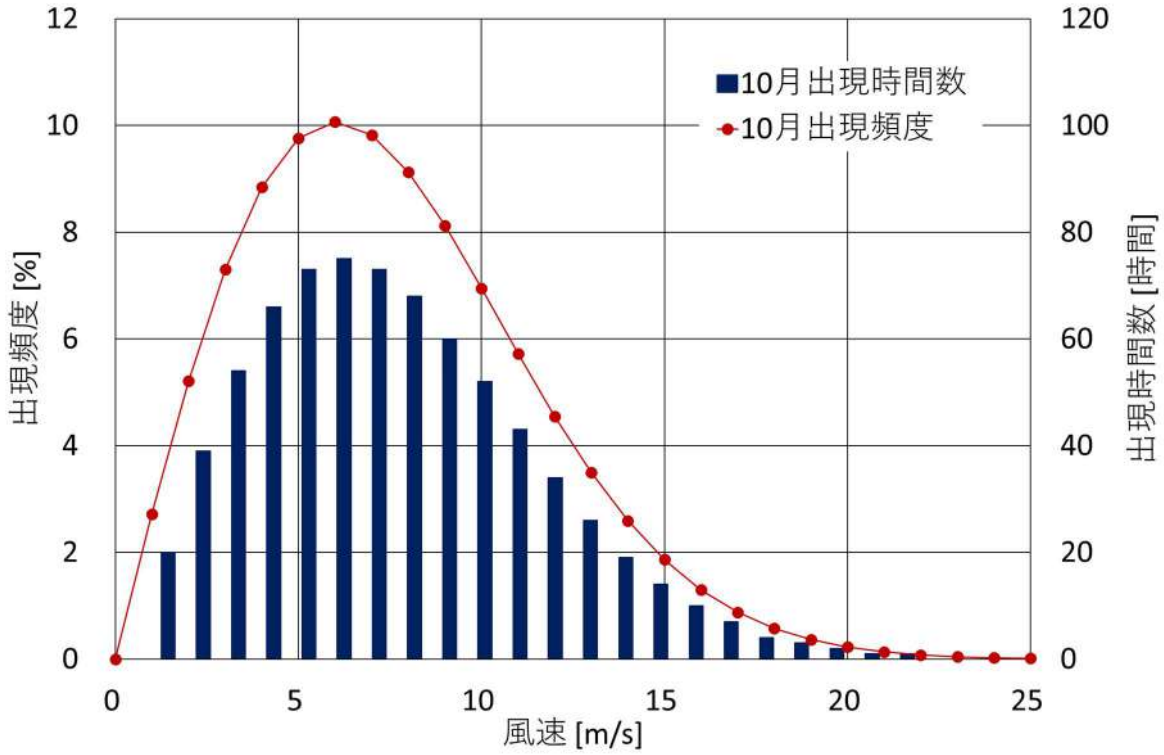
(g) 7 月のモデル



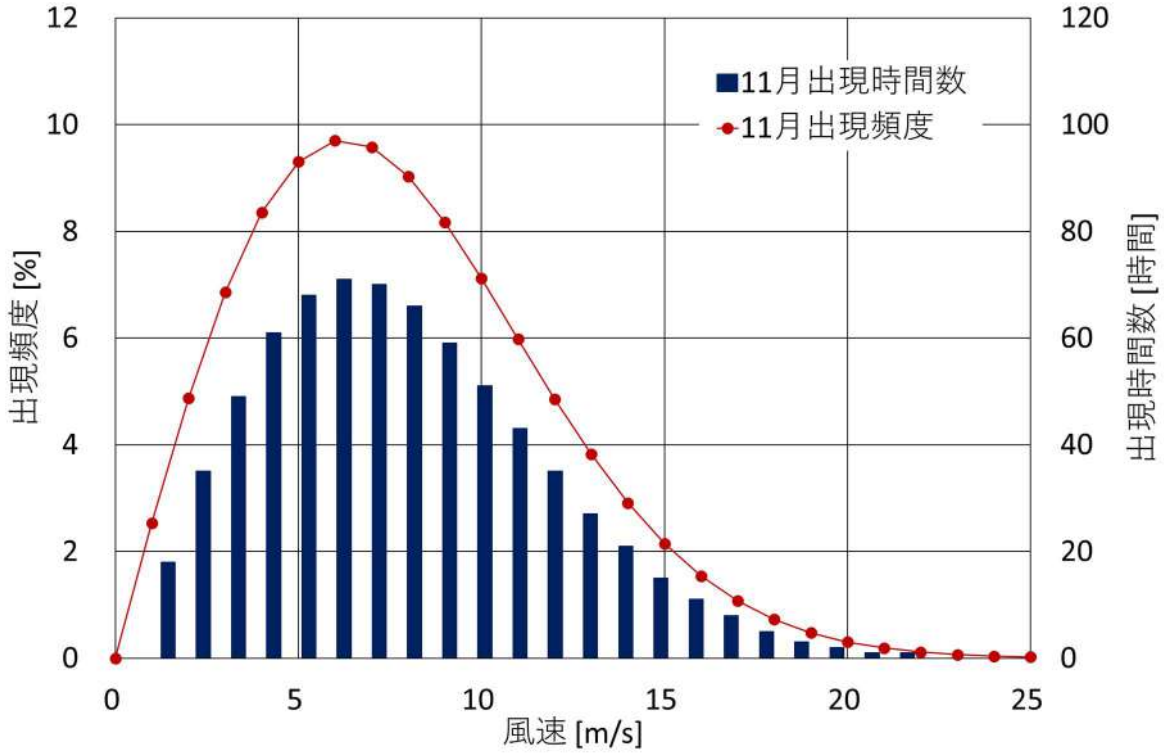
(h) 8 月のモデル



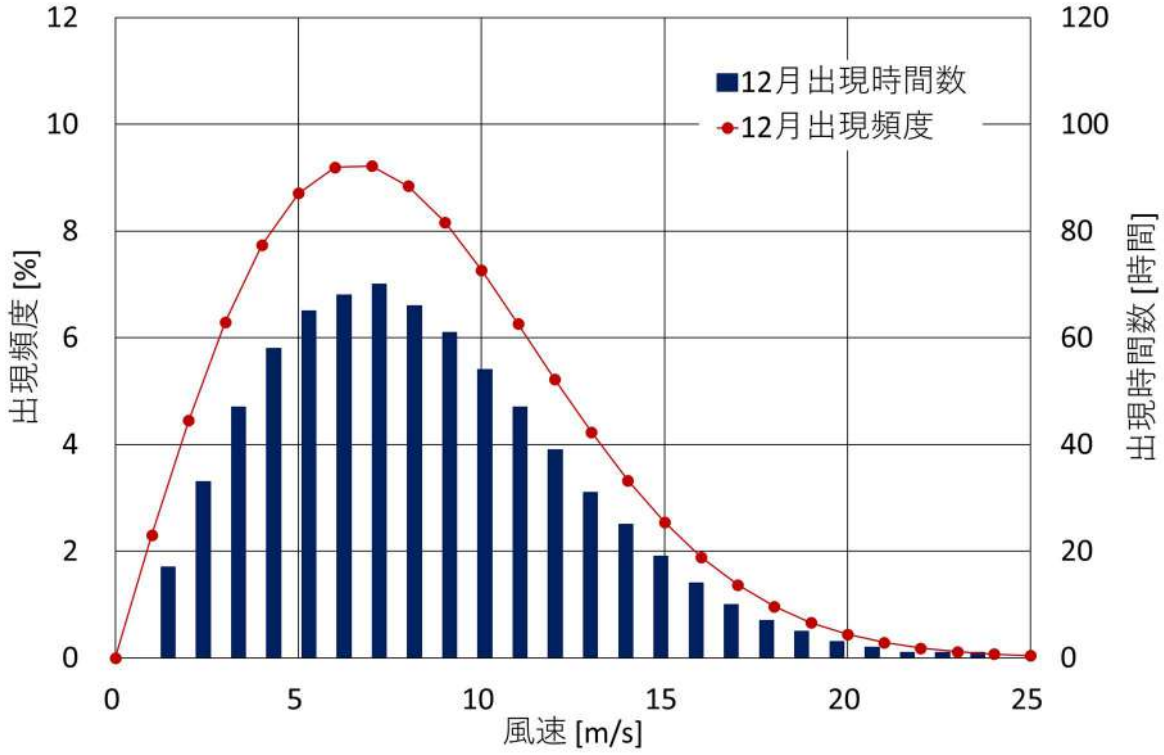
(i) 9 月のモデル



(j) 10 月のモデル



(k) 11 月のモデル



(l) 12 月のモデル

図 6-30 風速出現頻度及び時間数

- 市場価格を用いた売電収入

これまでの風速とパワーカーブにより求められる 1 時間毎の発電電力量を基に、市場価格を参照して売電収入を算出する。

毎月の 1 時間毎の風速別の出現時間数について、その出現順をランダムに変え、Case1 から Case3 までの 3 通りについて計算を行った。その結果を表 6-17 に示す。これより、どの Case でも 10MW の風車 1 基あたり 1 年間で 3.4 億円程度の売電収入となり、今回想定している洋上風力発電所の規模である 2GW となる 200 基に対しては約 680 億円となる。これは、前述の価格を固定した取引の結果の約 700 億円と同等である。

表 6-17 市場価格を用いた売電収入

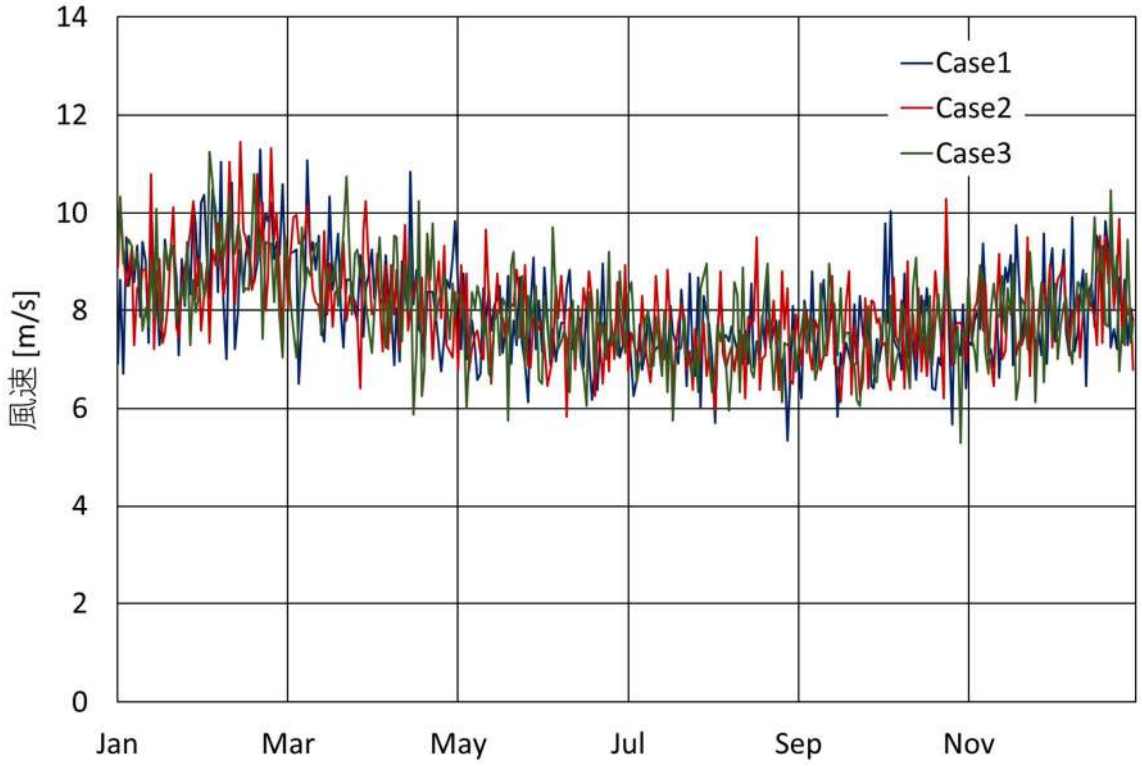
風速 ランダム パターン	売電収入 [億円/年]	
	1基(10MW)	200基(2GW)
Case1	3.404	680.7
Case2	3.397	679.5
Case3	3.393	678.6

各 Case における風速・発電出力・売電収入について、図 6-31 の(a)から(c)に示す。なお、傾向を把握する為、1 時間毎のデータを 1 日平均にしている。また、これより風速の出現順がランダムになっていることも確認できる。

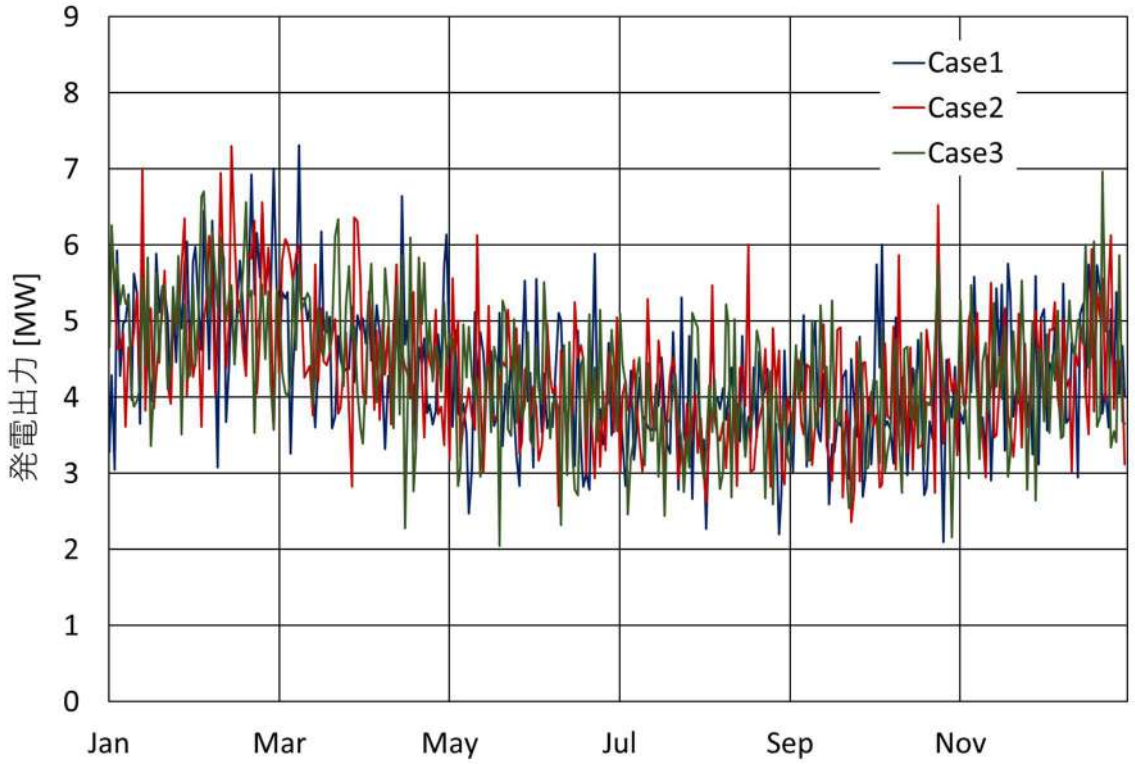
風速については、毎月概ね 4m/s 程の変動幅を持ちながら、年間全体としては確かに平均風速 8m/s と見て取れる。そして、冬季の平均風速は 9m/s 程度、夏季の平均風速は 7m/s 程度となっている。

次に、発電出力については、風速を基に風車の性能を示すパワーカーブから算出しているので、風速に対するパワーカーブの変動幅へ拡大されている。つまり発電出力は風速に敏感であると言える。

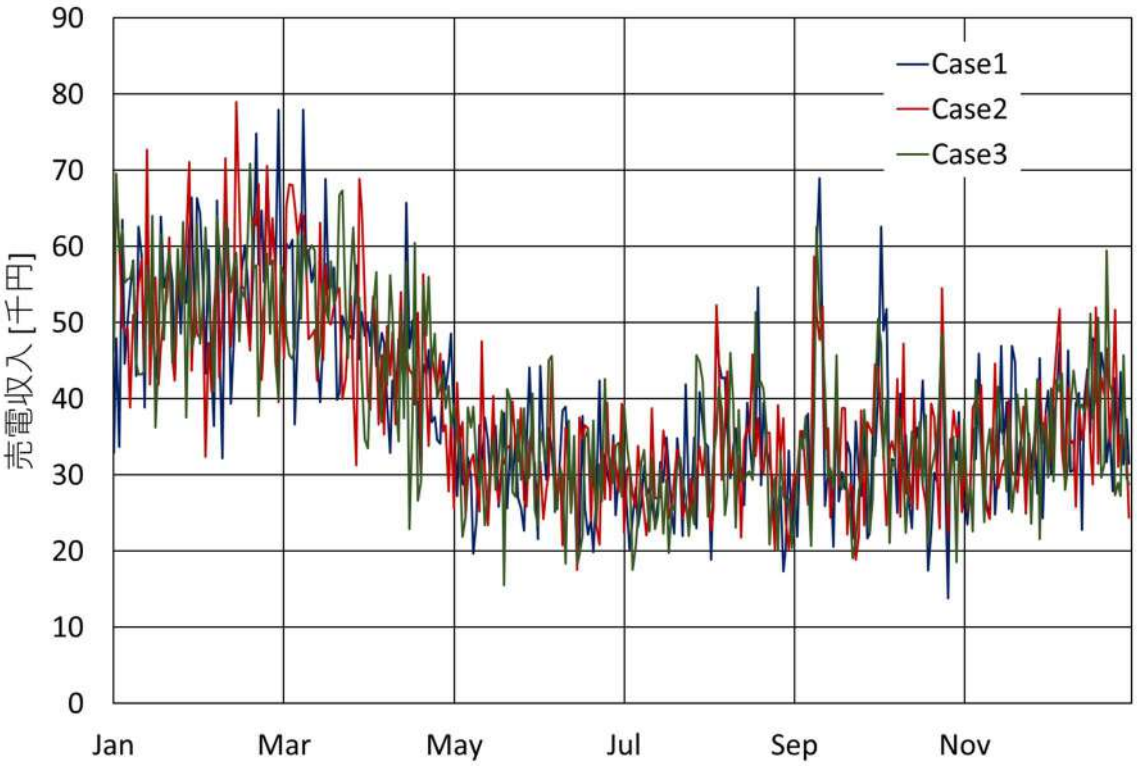
最後に、売電収入については、市場価格は風速のランダムな出現順とは関係なく変動するので、発電電力量が多い時間に市場価格が高いと売電収入はスパイク状に高くなり、1 日の平均売電収入(1 基・1 時間あたり)が 8 万円に近くなる場合もある。全体的に見ると、どの Case でも結果的に傾向は変わらず、風速が大きく発電出力が大きい冬期に市場価格も高い傾向があるので、冬期の売電収入が多くなる。



(a) 風速



(b) 発電出力



(c) 売電収入

図 6-31 各 Case における検討結果

- パワーカーブによる売電収入の違い

風車の性能を示すパワーカーブの違いによる売電収入の差を検討する。前節の価格を固定した取引の検討では、CF を設定することにより年間の発電電力量を算出したが、本来であれば風速とパワーカーブにより年間の発電電力量を求めるものである。ここでは、発電所の建設場所に応じた風車を設計するという技術面での対応が可能なパワーカーブについて詳細な検討を行う。

定格風速の違いによりパターン分けを行う。前項で設定した 12m/s を PC1 とし、性能がより低下する 14m/s を PC2、そして性能がより向上する 10m/s を PC3 とする。その他の条件は、前項と同じく定格出力を 10MW、カットイン風速を約 2.5m/s とする。そして、カットイン風速から定格風速までの出力を定格風速に合わせて変化させる。パワーカーブのパターンを図 6-32 に示す。

それぞれのパワーカーブのパターンに対する売電収入を表 6-18 にまとめる。なお、風速のランダムパターンは前項の Case1 とした。基本パターンとして定格風速 12m/s である PC1 は、1 年あたり約 680 億円の売電収入がある。そして、風車の性能を低下させて定格風速 14m/s とした PC2 は、1 年あたり約 530 億円の売電収入となり、約 24%減る。他方、風車の性能を向上させて定格風速を 10m/s とした PC3 は、1 年あたり約 860 億円の売電収入となり、約 26%増える。

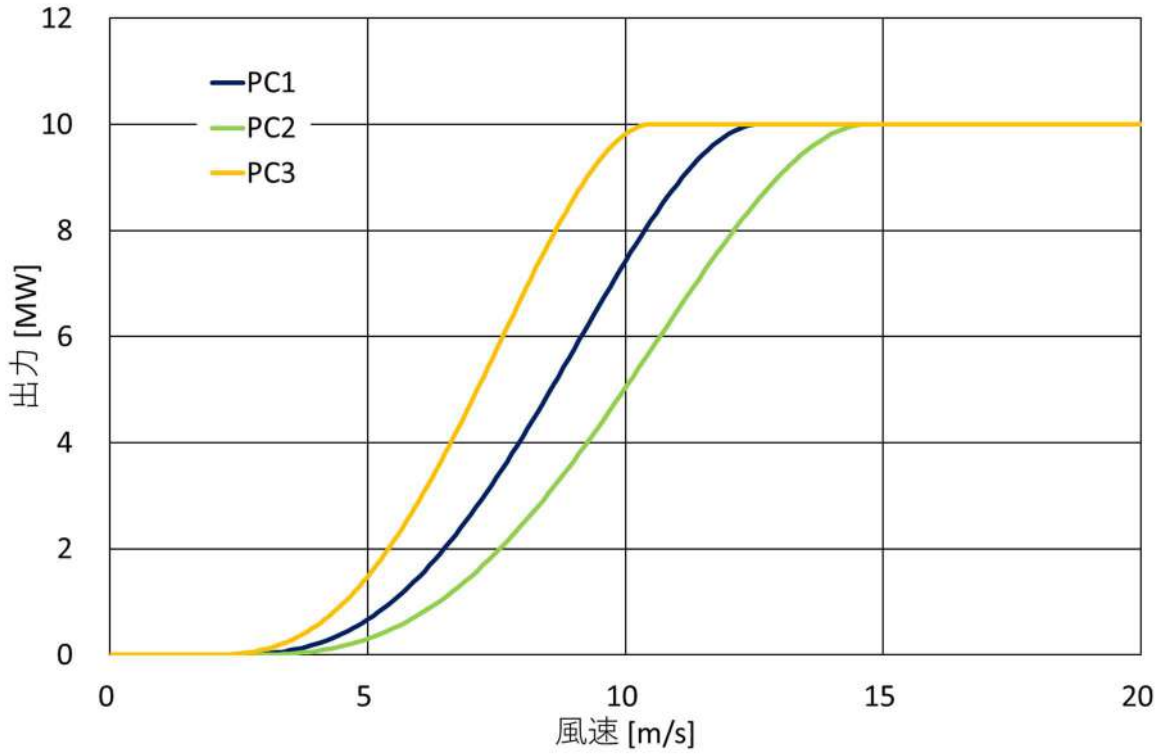


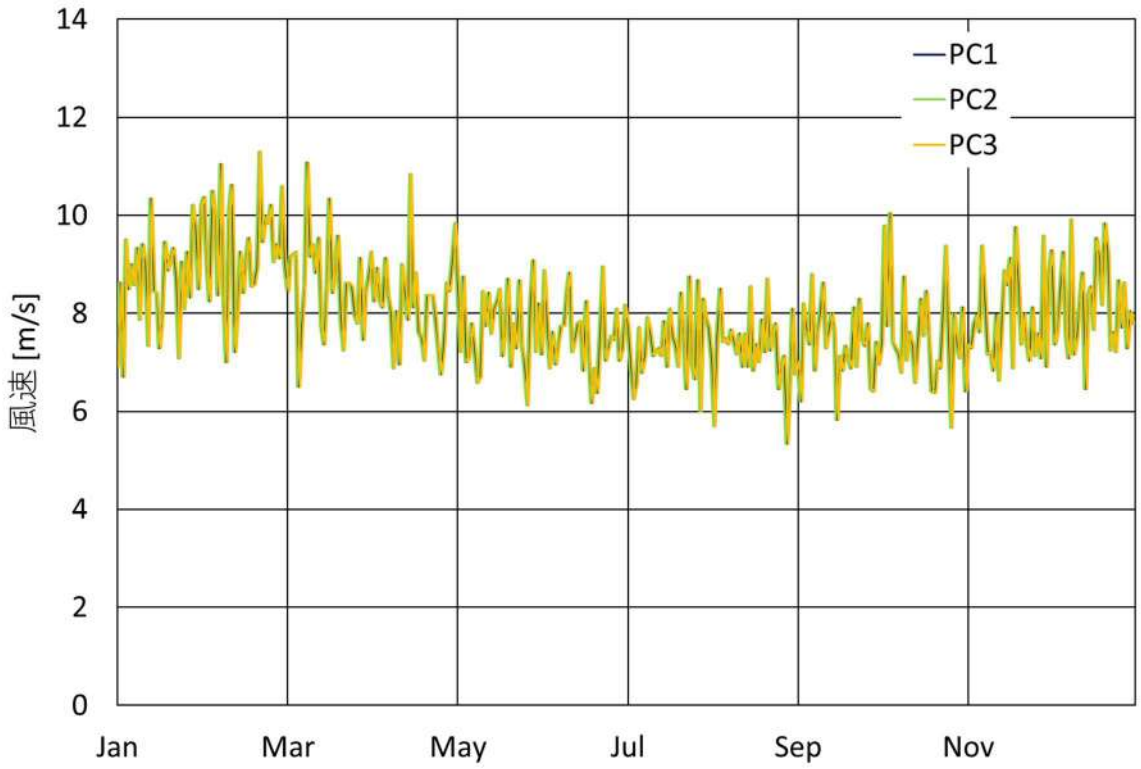
図 6-32 パワーカーブのパターン

表 6-18 パワーカーブのパターンによる売電収入

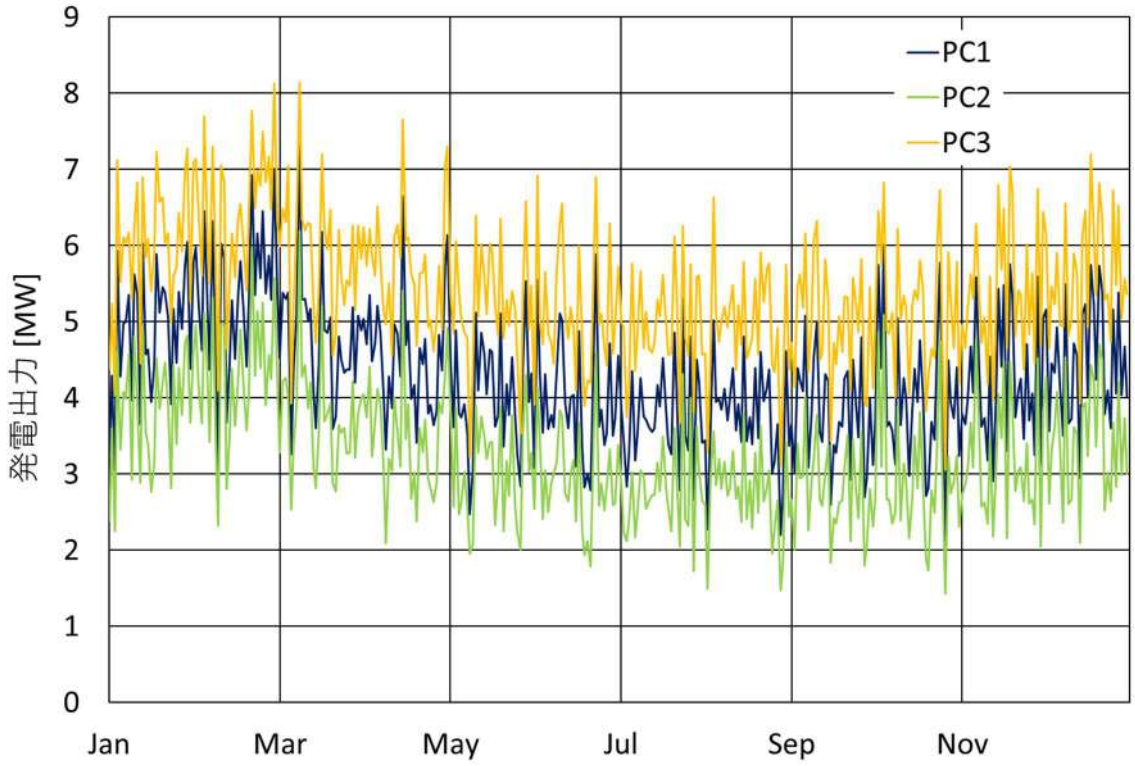
パワーカーブパターン	売電収入 [億円/年]	
	1基(10MW)	200基(2GW)
PC1	3.404	680.7
PC2	2.601	520.2
PC3	4.293	858.6

各パワーカーブにおける検討結果の風速・発電出力・売電収入について、図 6-33 の(a)から(c)に示す。なお、傾向を把握する為、前項と同様に 1 時間毎のデータを 1 日平均にしている。

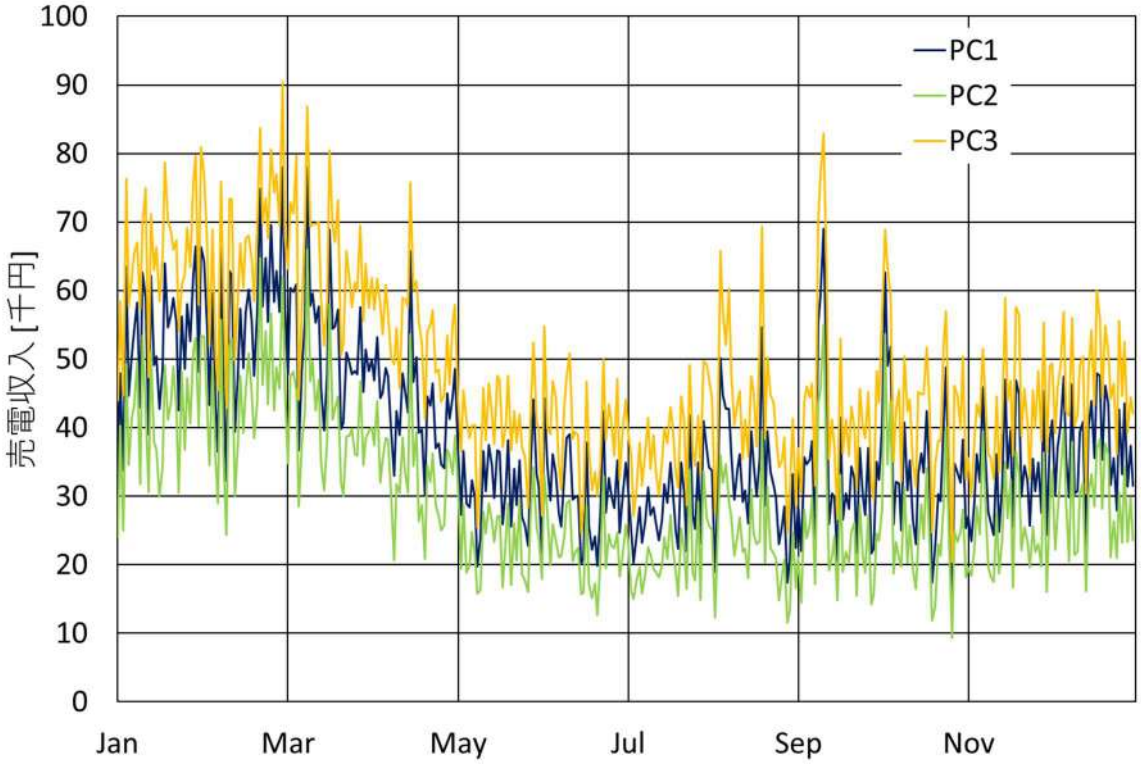
風速については、前項で検討した Case1 を使用しており、各パワーカーブにおいて変化させていないので、当然のことながら PC1 から PC3 の 3 パターン全てが一致する。また、発電出力はパワーカーブの違いを大きく受け、それが売電収入にも影響することが分かる。



(a) 風速



(b) 発電出力



(c) 売電収入

図 6-33 各パワーカーブにおける検討結果

各パワーカーブにおける売電収入より、前述の建設費等を参照して、IRR を算出する。建設費を 8,200 万円、年間の O&M 費を建設費に対して 2%、そして投資回収期間を 20 年間とした。各パワーカーブにおける IRR を CF と共に表 6-19 に示す。

IRR に関して、基本パターンである PC1 は 2.31%となり、充分投資可能である。しかし、風車の性能を低下させた PC2 は-1.30%となり、投資対象とはならなくなる。そして、風車の性能を向上させた PC3 は 5.65%となり、投資対象として魅力的なプロジェクトとなる。なお、CF でみると PC1 が 43.1%、PC2 が 32.8%、そして PC3 が 54.5%となる。

表 6-19 パワーカーブのパターンによる IRR と CF

パワーカーブ パターン	IRR [%]	CF [%]
PC1	2.31	43.1
PC2	-1.30	32.8
PC3	5.65	54.5

5) 日本と韓国それぞれでの運用

① 日本と韓国の間での分断

これまでは、全ての発電電力量に対して日本と韓国の双方の市場を利用できることを前提に、1 時間ごとに市場価格がより高値の方を選択して売電する運用を検討した。技術的には充分可能ながら、政治的な問題の影響等により、日本と韓国で洋上風力発電所を共同で運用できなくなる可能性があることを懸念することが考えられる。

そこで、ここでは日本と韓国の間での分断が発生してしまった場合、つまりそれぞれの国が発電所の持ち分比率に応じた発電電力量をそれぞれの国の市場で売電することによる運用を検討する。

② 日本と韓国の設備容量の分担等

設備容量は全体で 2GW であり、各国の持ち分比率を共に 50%とし、それにより建設費も按分する。また、日本は JEPX(九州)へ韓国は KPX へ売電することを想定する。

日本と韓国の設備容量の分担等について、表 6-20 にまとめる。

表 6-20 日本と韓国の設備容量の分担等

	設備容量 [GW]	建設費 [億円]
日本	1.0	4,100
韓国	1.0	4,100
全体	2.0	8,200

③ 日本と韓国の売電収入及び IRR

風速とパワーカーブ等は前述の条件と同一として、前節での設定に対して年間の売電収入を算出する。なお、韓国の市場価格について、欠落していた 2 日間は、前日の最終価格を使用した。

これより、年間の売電収入について、日本は 270 億円、韓国は 322 億円となる。なお、日本と韓国の売電収入の合計は 592 億円となり、共同で全体を運用する場合の 680 億円よりも 88 億円、つまり約 13%低下する。

日本及び韓国それぞれの年間の売電収入を基に、仮に分断状態が投資回収期間である 20 年間継続した場合の IRR を検討する。なお、O&M 費は前節と同じく建設費の 2%とする。その結果を表 6-21 に年間の売電収入と共に示す。

日本の IRR は-0.83%、韓国の IRR は 1.57%となり、全体の IRR が 2.31%であることと比較すると、特に日本は IRR がマイナスになるほど悪くなる。この場合、O&M 費の低減等で IRR の改善を試みることが可能である。しかし、それよりもやはり日本と韓国が共同でこの洋上風力発電所を運用した方が、より多くの利益が出るということが重要である。

表 6-21 日本と韓国の売電収入及び IRR

	売電収入 [億円/年]	IRR [%]
日本	270	-0.83
韓国	322	1.57
全体	681	2.31

6) まとめ

日本と韓国が共同で洋上風力発電所を建設し運用することが現実的で、個別で運用するよりも利益が出ることを示した。

そして、共同で運用した場合でも送電線の利用率は 4 割程度であり、空容量を有効活用して日本と韓国の間で電力を送受電することにより、国際連系線を開始するきっかけになると考えられる。

第 4 節　九州-沖縄-台湾連系線

本節では、九州エリア・沖縄エリア・台湾エリアを海底電力ケーブルで連系するルートを選定し、それにかかる建設費を算出する。そして。その投資回収についても検討を行う。その際、台湾エリアに洋上風力発電所を所有する事業者がこの連系線により他エリアへ売電をする場合を想定する。

九州エリアにおいて、太陽光発電及び風力発電の出力抑制が 2018 年度から頻繁に実施されている。そして、2020 年度からは沖縄エリアにおいても出力抑制が実施される可能性がある。他方、台湾エリアでは洋上風力発電が台湾の東側の海域で多く計画が進んでいる。残念ながら、この 3 つのエリアは互いに連系されておらず、特に沖縄エリアと台湾エリアは他のエリアとまったく連系されていない。そこで、本節では九州-沖縄-台湾連系線を提唱し、それぞれのルートの選定及び建設費を試算すると共に、その運用による投資回収についても検討する。

1）連系線のルート

① 各エリアの送電網

各エリアの送電網より、陸揚げ地点の選定を行う。

- 九州エリア

九州エリア内の送電網について、九州電力のデータブック[6.32]より、図 6-34 に示す。これより、沖縄エリアとの連系線の陸揚げ地点は川内原子力発電所がある川内とし、台湾エリアとの連系線の陸揚げ地点は玄海原子力発電所に近い伊万里とする。この 2 地点は、共に 500kV の基幹送電線がある。

- 沖縄エリア

沖縄エリアの送電網について、沖縄電力の会社概要[6.33]より、図 6-35 に示す。これより、九州エリア及び台湾エリアとの連系線の陸揚げ地点は、牧港火力発電所がある浦添とする。この地点には沖縄エリアの最高電圧である 132kV の基幹送電網がある。

- 台湾エリア

台湾エリアの送電網について、台湾電力のウェブサイト[6.34]より、図 6-36 に示す。これより、九州エリア及び沖縄エリアとの連系線の陸揚げ地点は、台湾第四原子力発電所(Lungmen/龍門/ルンメン)がある新北とする。この地点には、台湾エリアの最高電圧である 345kV の基幹送電線がある。

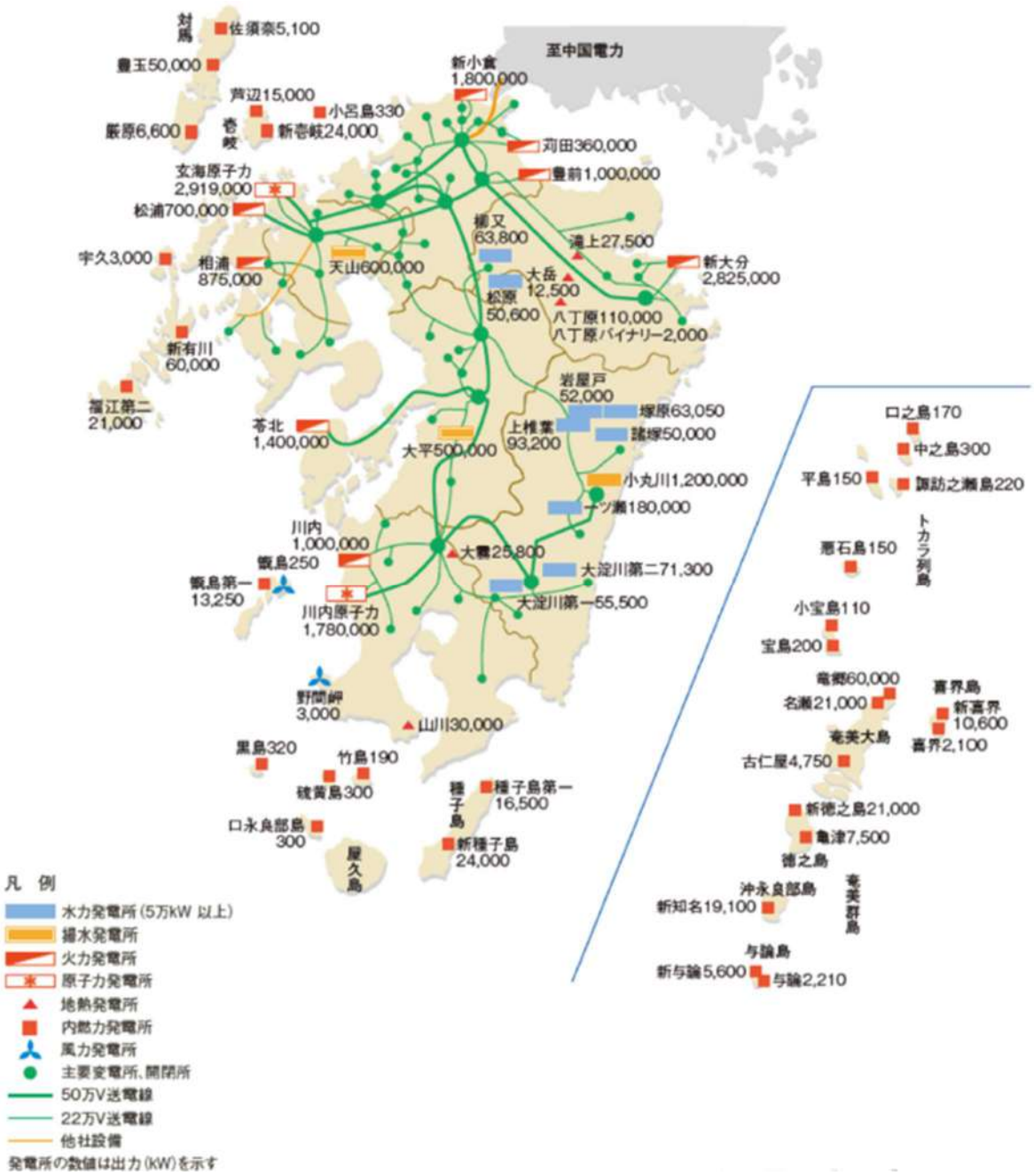


図 6-34 九州エリアの送電網（出典：九州電力）

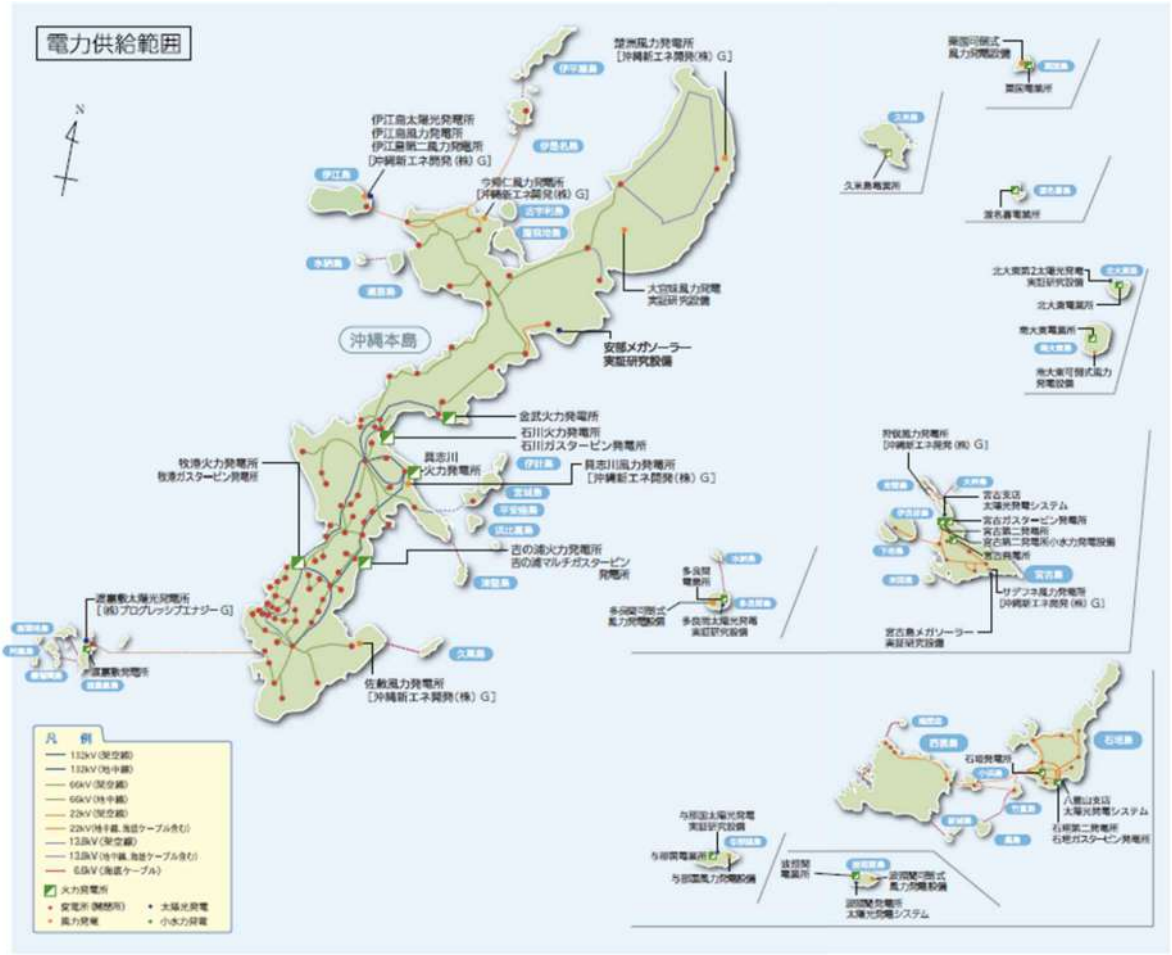


図 6-35 沖縄エリアの送電網（出典：沖縄電力）



図 6-36 台湾エリアの送電網（出典：台湾電力）

② 各エリア間のルート及び水深

選定した陸揚げ地点を結ぶルート及びその水深の検討を行う。ルートの概念図を図 6-37 に示す。また、各ルートの水深を図 6-38 に示す。

これより、九州エリアと台湾エリアを結ぶ「伊万里-新北」ルートは約 1,350km となり、最大水深は約-280m である。そして、九州エリアと沖縄エリアを結ぶ「川内-浦添」ルートは約 850km となり、最大水深は約-1,000m である。さらに、沖縄エリアと台湾エリアを結ぶ「浦添-新北」ルートは約 710km となり、最大水深は約-1,800m である。各ルートの距離と最大水深を表 6-22 にまとめる。

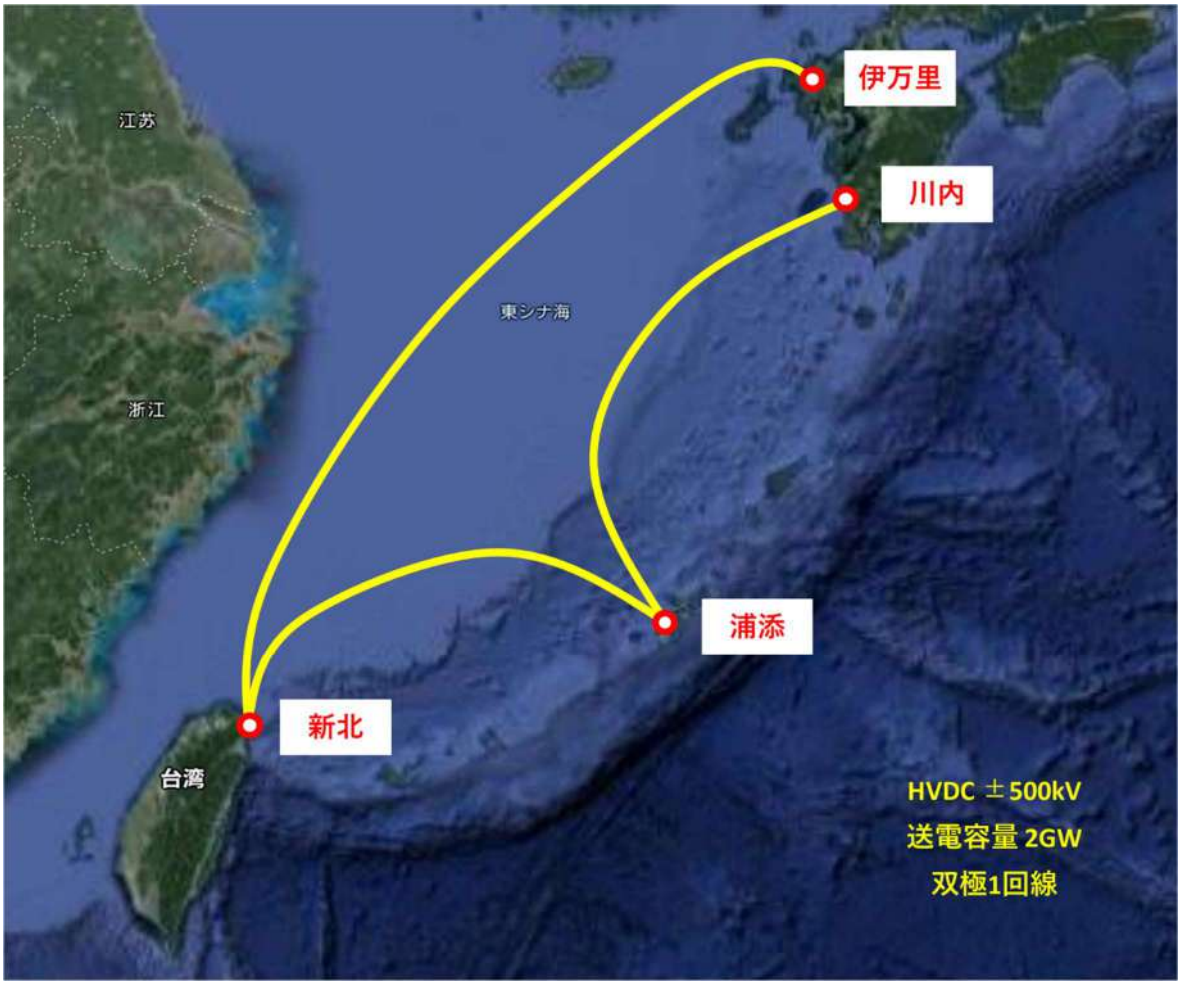


図 6-37 ルートの概念図（Google Map を基に作成）

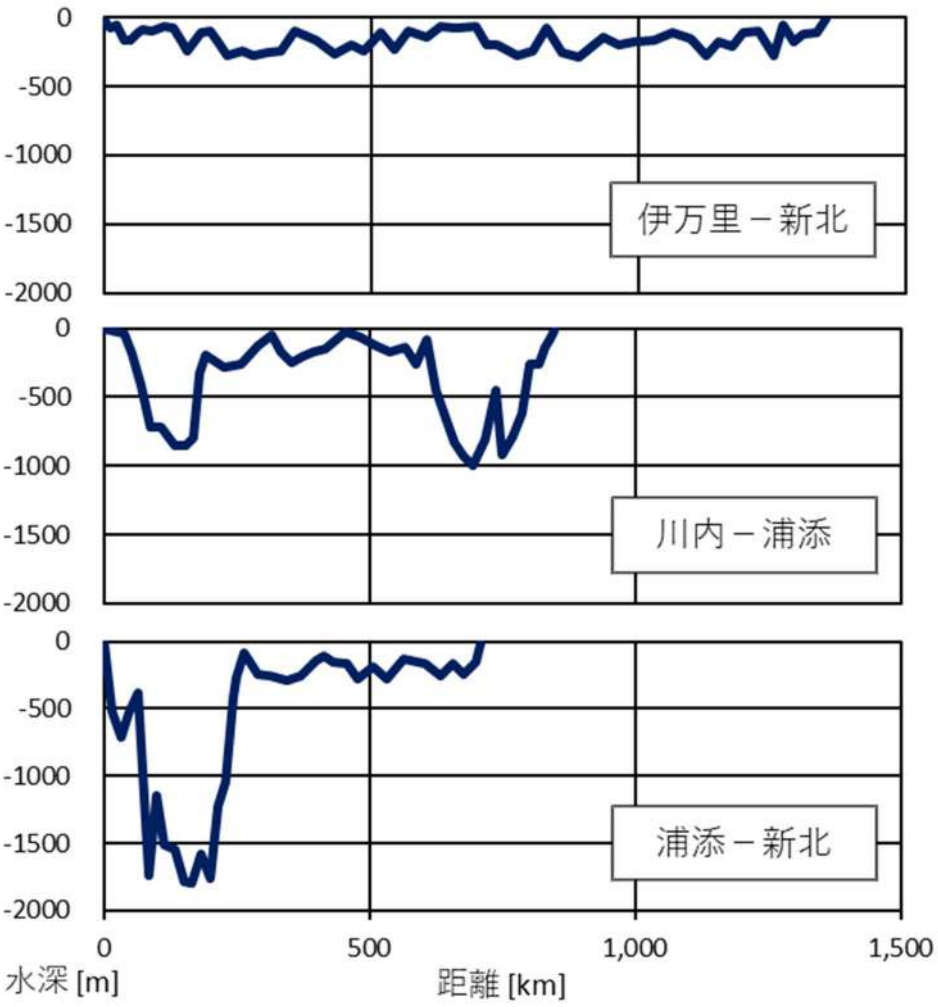


図 6-38 各ルートの水深

表 6-22 各ルートの距離と最大水深

区間			距離	最大水深
			[km]	[m]
1	伊万里	新北	1,352	-282
2	川内	浦添	849	-995
3	浦添	新北	710	-1,797
合計			2,911	-

2） 建設費

① 建設費単価

公益財団法人 自然エネルギー財団が事務局を務めるアジア国際送電網研究会 より 2018 年 6 月に第 2 次報告書[6.35]が公表された。本稿における送電線の仕様は、その報告書にある通り、HVDC(高圧直流)の±500kV で双極 1 回線の導体帰路方式とする。そして、送電容量は 2GW とする。

また、海底ケーブルに関して、ケーブルの種類を欧州で一般的に用いられている MI ケーブルとする。そして、海底ケーブルの材料を含む建設費単価は，欧州における実際のプロジェクトのデータを基に 1km あたり 2.93 億円とする。交直変換機は，近年一般的な VSC とし，ENTSO-E のデータから，1GW の容量の交直変換機 1 台につき 157 億円とする。なお、この建設費単価は水深が-300m までを想定しているが、水深が-300m を超える場合は、1.5 倍して 1km あたり 4.40 億円とする。(表 6-23)

表 6-23 建設費単価

	項目	仕様	単価	単位
1	海底ケーブル	～-300m	2.93	億円/km
2	(材料・工事)	-300m～	4.40	億円/km
3	交直変換機	2GW	314	億円

② 各ルートの建設費

これまでの検討結果より、各ルートの距離及び最大水深から選定される海底ケーブルの仕様による建設費単価、そして各陸揚げ地点で使用される交直変換機の建設費単価がまとまった。それらを用いて各ルートの建設費を算出した結果を表 6-24 にまとめる。

「伊万里-新北」ルートは、最大水深が約-280m であり-300m 未満なので仕様は通常となるが、距離が約 1,350km となる為、このルートの建設費は約 4,600 億円となる。次に、「川内-浦添」ルートは、最大水深が約-1,000m であり仕様は大水深対応となり、距離が約 850km であり、このルートの建設費は約 4,400 億円となる。そして、「浦添-新北」ルートは、最大水深が約-1,800m に達するので大水深対応となり、距離は約 710km であり、このルートの建設費は約 3,700 億円となる。

以上より、各ルートの建設費の総額は、約 1.27 兆円となる。

表 6-24 各ルートの建設費

区間			仕様 (水深)	建設費 [億円]
1	伊万里	新北	通常	4,589
2	川内	浦添	大水深	4,359
3	浦添	新北	大水深	3,748
合計			-	12,696

3) 各エリアの状況

① 固定価格買取制度

日本では、2012 年から再生可能エネルギーの固定価格買取制度が始まり、洋上風力発電の 2019 年度の買取価格は 36 円/kWh であり、2020 年度は着床式については入札制度により決定され、浮体式は変わらず 36 円/kWh である(表 6-25) [6.36]。

台湾では、2019 年に Feed-in Tariff(FIT)が改定され、洋上風力発電は 5.5160NTD/kWh になり、さらに年間の買取時間にも制限が課された(6)。なお、1NTD を 3.5 円とすると(7)、約 19 円/kWh となる。日本の洋上風力発電よりはるかに安価で、日本の陸上風力発電と同等である。

表 6-25 風力発電の固定価格買取制度(日本) (出典：METI)

風力

	陸上風力	陸上風力 (リプレース)	着床式洋上風力	浮体式洋上風力
2019年度（参考）	19円+税	16円+税	36円+税	36円+税
2020年度	18円+税	16円+税	入札制度により決定	
2021年度	-	-	-	-
調達期間	20年間			

② 洋上風力発電の政策目標

日本では、2019 年 4 月 1 日に再エネ海域利用法が施行され、ようやく洋上風力発電の本格導入が開始したところである[6.37]。日本政府は長期エネルギー需給見通しの中で、2030 年の電源構成について総発電電力量の 1.7%を陸上も含む風力発電としており、設備容量に換算すると 10GW になる。しかし、洋上風力発電について明確な導入量の目標値は定められていない[6.38]。

他方、台湾では、政府による導入量の目標値を 2025 年までに 5.5GW、2030 年までに 10GW と定めている[6.39]。

③ 需給バランス

九州エリアにおける 2019 年 5 月 8 日から 5 月 14 日までの 1 週間の需給バランスを図 6-39 に示す[6.40]。平均的な需要は約 9GW であり、電源構成は原子力発電及び火力発電が多くを占めながら、太陽光発電や風力発電そして水力発電の利用も盛んで、状況に応じて揚水発電や地域間連系線も活用されている。

沖縄エリアにおける 2019 年 5 月 8 日から 5 月 14 日までの 1 週間の需給バランスを図 6-40 に示す[6.41]。平均的な需要は約 0.9GW であり、九州エリアの 10 分の 1 程度である。電源構成は、火力発電が主で太陽光が日中の需要の 1 割程度を占めている。なお、沖縄エリアは島しょを除き他エリアと電力を融通しあう地域間連系線が無いことにも留意する必要がある。

台湾エリアにおける、電源構成の推移を図 6-41 に示す[6.42]。1980 年以前は石油火力が中心であったが、1980 年代から原子力発電と石炭火力の導入が進み、需要の増大と共に石炭火力がさらに導入されながらガス火力の導入も始まった。そして、2019 年時点では水力を除く再生可能エネルギーの導入比率は 6.0%に留まっている。台湾エリアにおける 2020 年 5 月 8 日から 5 月 14 日までの 1 週間の需給バランスの予測を図 6-42 に示す[6.43]。台湾エリアの最大需要は 33GW 程度である。なお、それに対し設備容量は 36GW 程度となっており、1 割以上の予備力を充分な量として運用していることが分かる。

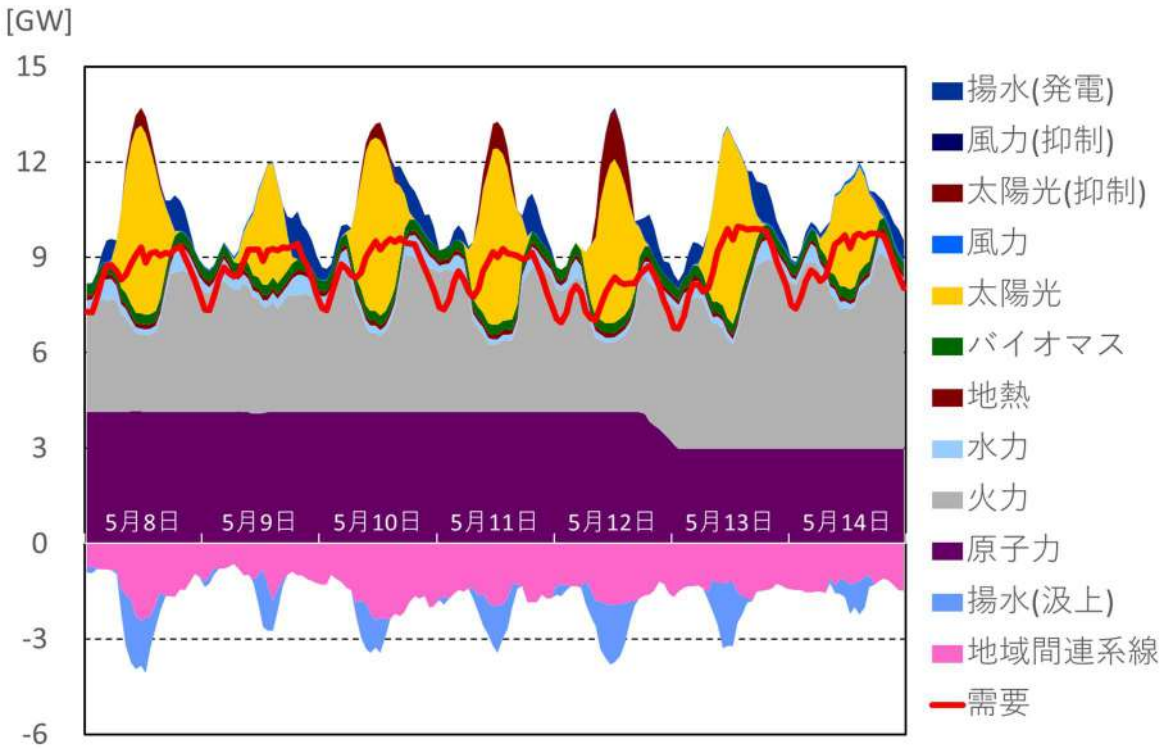


図 6-39 九州エリアにおける需給バランス

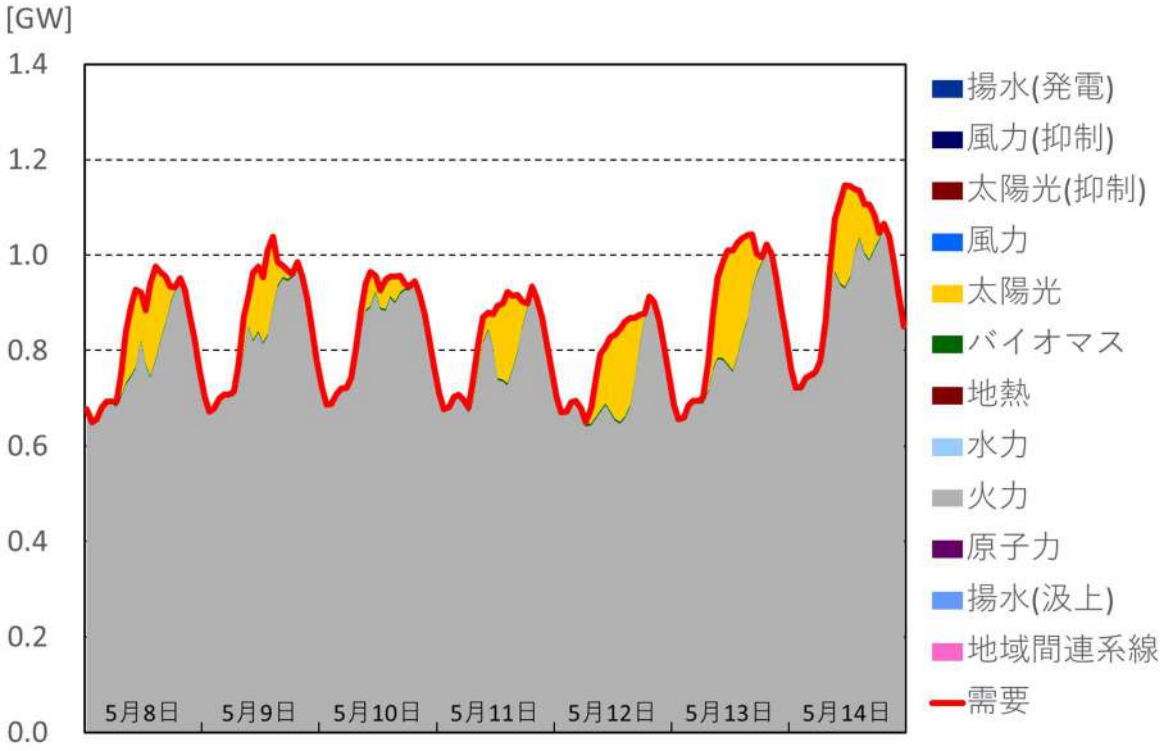


図 6-40 沖縄エリアにおける需給バランス

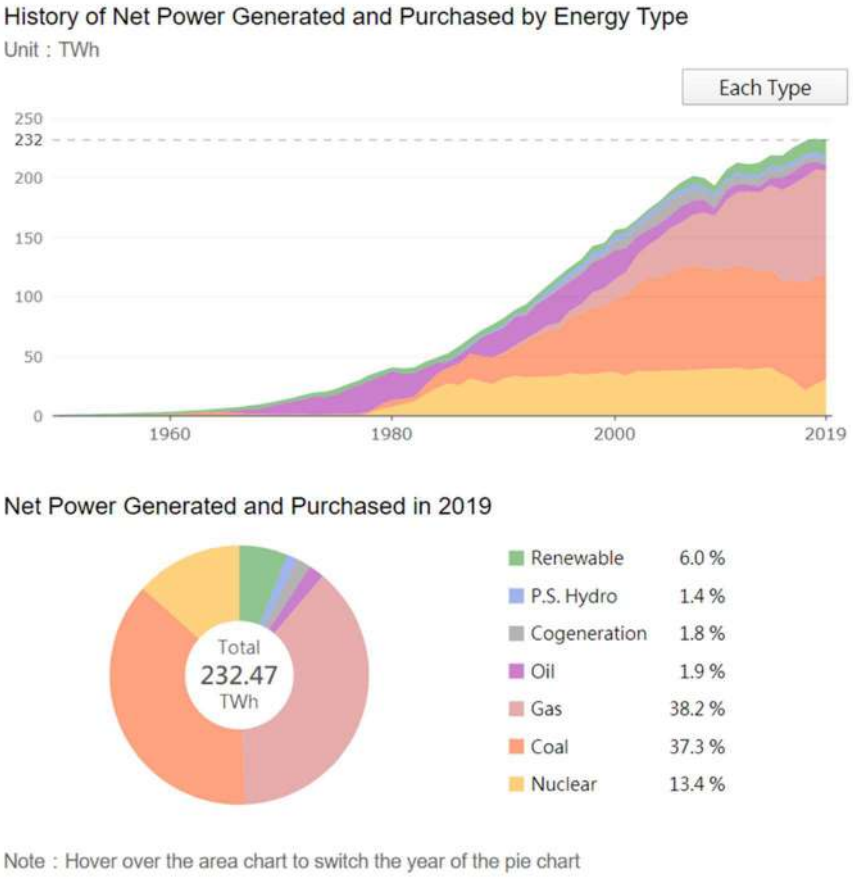


図 6-41 台湾エリアにおける電源構成の推移（出典：台湾電力）

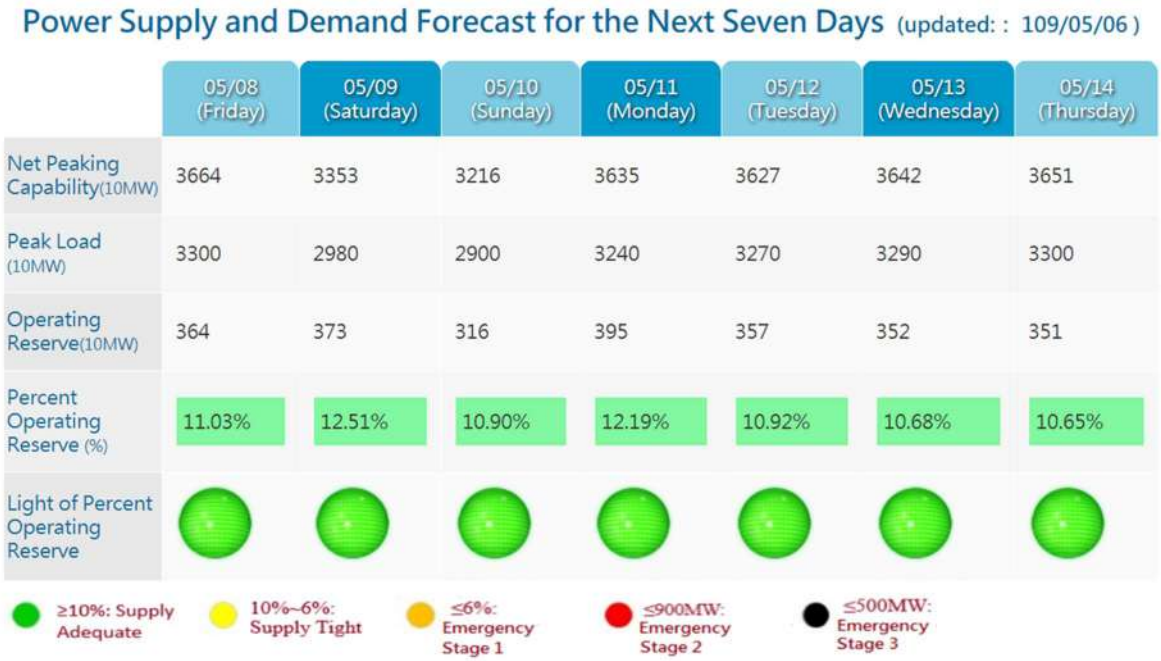


図 6-42 台湾エリアにおける需給予測（出典：台湾電力）

4） 投資回収

① モデルの設定

洋上風力発電について、日本よりも台湾の方が先行して建設が進んでいる。そこで、台湾の洋上風力発電で発電された電力を台湾エリアから連系線により九州エリア及び沖縄エリアへ売電するモデルを想定する。そして、各国の固定価格買取制度の差額により、投資回収を検討する。

洋上風力発電所の規模は、前述の通り台湾政府が 2025 年の目標値としている 5.5GW とする。買取価格については、台湾では約 19 円/kWh であるのに対し日本は 36 円/kWh であり、差額分に相当する 17 円/kWh で連系線の建設費の投資回収を検討する。

検討する連系線のケースは、九州エリアと台湾エリア(伊万里-新北)のみを結ぶケース 1、そしてケース 1 に加えて沖縄エリアと台湾エリア(浦添-新北)を結ぶケース 2、最後にケース 2 に加えて九州エリアと沖縄エリア(川内-浦添)を結ぶケース 3 を設定する。なお、台湾からの送電容量は、ケース 1 を 2GW、ケース 2 及びケース 3 を 4GW とする。(表 6-26)

なお、ケース 2 のうちの「浦添-新北」ルートは沖縄の需要を上回ることに留意する。

表 6-26 検討する連系線のケース

区間			連系線のケース		
			1	2	3
1	伊万里	新北	○	○	○
2	川内	浦添	−	−	○
3	浦添	新北	−	○	○
台湾からの送電容量 [GW]			2	4	4

② 発電電力量の算出

本検討では、台湾の洋上風力発電所における年間平均風速について、一般的に言われている通り 10m/s とする[6.44]。

年間平均風速に対する時間変動については、風速出現がワイブル分布に従うと仮定する。平均風速から風速出現分布を推定する場合、簡単の為にレイリー分布がよく用いられるとのことなので[6.45]、ワイブル分布の形状定数 k=2 としてレイリー分布とする。レイリー分布の尺度定数 c は平均風速を V とすると、V=c x(π)1/2/2 となるので、年間平均風速より尺度定数 c を算出し、風速出現分布を求める。そして、1 時間毎の風速 1m 刻みの出現時間数に置き換える。以上の条件より、風速に対する 1 年間の出現頻度及び時間数を算出した。その結果を図 6-43 に示す。

風車の定格出力を近年一般的な 10MW とし、従来の一般的なパワーカーブからカットイン風速を約 2.5m/s 、定格風速を約 12m/s として図 6-44 に示すパワーカーブを推定した。なお、風速 10m/s での出力は約 7.5MW である。

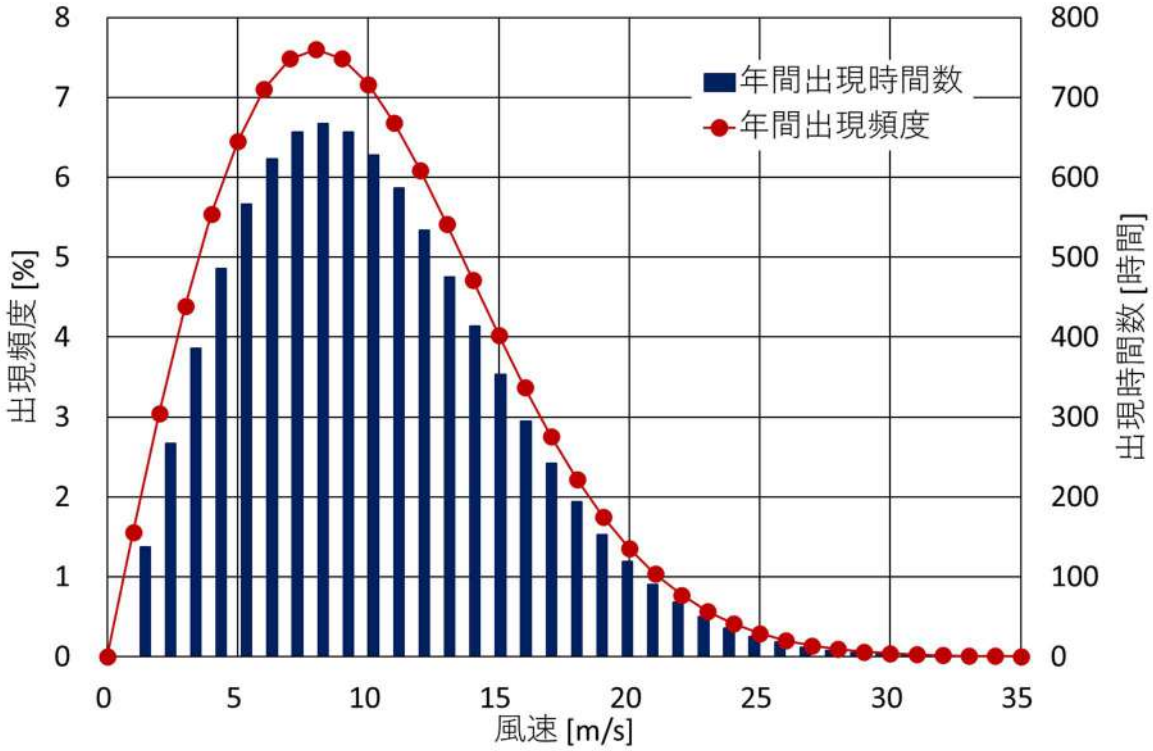


図 6-43 風速出現頻度及び時間数

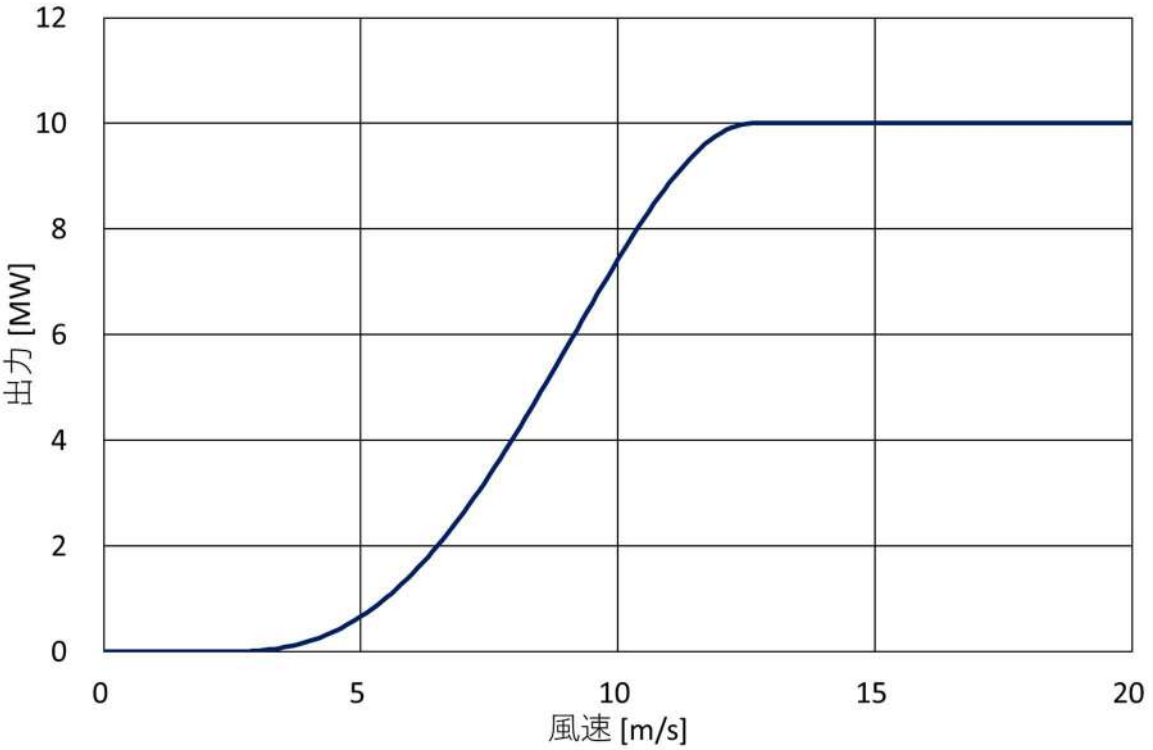


図 6-44 パワーカーブ

③ 売電収入及び IRR(内部収益率)

これまでに設定した各ケースの建設費や風速の出現頻度分布、そしてパワーカーブ等に基づき、売電収入及び IRR(内部収益率)を算出した結果を表 6-27 にまとめる。

ケース 1 は九州エリアと台湾エリアを直接結ぶ「伊万里-新北」ルートのみで、台湾からの送電容量となる送電規模は 2GW となる。ケース 2 は、それに加えて沖縄エリアと台湾エリアを結ぶ「浦添-新北」ルートを対象とし、台湾からの送電容量は 2 倍となるので、送電規模は 4GW となる。ケース 3 は、さらに九州エリアと沖縄エリアを結ぶ「川内-浦添」ルートも対象とし、九州エリア・沖縄エリア・台湾エリアが三角形で結ばれる。各ケースの建設費は、各ルートの建設費の和より、ケース 1 は 4,589 億円、ケース 2 は 8,337 億円、そしてケース 3 は 12,696 億円となる。

台湾の洋上風力発電の規模を 5.5GW とした場合、風速とパワーカーブの関係より、発電量がケース 1 の 2GW、ケース 2 及び 3 の 4GW へ到達した後は、それ以上の送電はできないものとする。この条件より、各ケースのルートを使用して売電可能な発電量は、ケース 1 で 13.0TWh、ケース 2 及び 3 で 22.6TWh となる。売電価格は、台湾と日本の買取価格の差である 17 円/kWh とする。これより、年間の売電収入は、ケース 1 で 2,210 億円、ケース 2 及び 3 で 3,842 億円となる。年間の保守運用費(O&M 費)を建設費の 2%とすると、ケース 1 で 92 億円、ケース 2 で 167 億円、そしてケース 3 で 254 億円となる。

以上より、年間の利益は、ケース 1 で 2,118 億円、ケース 2 で 3,675 億円、そしてケース 3 で 3,588 億円となる。各ケースの投資に対する回収期間を一律 20 年間とすると、IRR はケース 1 で 46.1%、ケース 2 で 44.1%、ケース 3 で 28.1%となる。

一般的に、IRR は 10%以上で投資対象となることから、今回の計算はどのケースでも充分投資可能と言える。特に、ケース 1 における 46.1%はとても高く、そして九州エリアから日本国内の他のエリアへの送電も可能な為、有益であると考えられる。

他方、ケース 2 については、44.1%と高いものの、沖縄エリアの需要を超える送電量であり、沖縄エリアでの需要を増やす必要がある。例えば、工場等の消費が大きな企業を誘致するだけでなく、蓄電池や水素の製造なども検討し需要を増やしていくことが考えられる。

表 6-27 売電収入及び IRR(内部収益率)

	ケース1	ケース2	ケース3	単位
送電規模	2	4	4	[GW]
建設費	4,589	8,337	12,696	[億円]
発電量	13.0	22.6	22.6	[TWh/年]
売電価格	17			[円/kWh]
売電収入	2,210	3,842	3,842	[億円/年]
O&M費	建設費の2%			[-]
	92	167	254	[億円/年]
年間利益	2,118	3,675	3,588	[億円/年]
回収期間	20			[年間]
IRR	46.1	44.1	28.1	[%]

ケース1：伊万里-新北

ケース2：伊万里-新北、浦添-新北

ケース3：伊万里-新北、浦添-新北、川内-浦添

④ 投資回収における課題

今回の検討では、売電価格を台湾と日本の固定価格買取制度による買取価格の差とした。これにより、連系線に対する投資を回収する方法は妥当であると考えられる。しかし、価格について、台湾では現在の 19 円/kWh としたが、今後入札により下がっていくと思われる。そして、日本では現在の買取価格である 36 円/kWh としたが、これから始まる入札により大幅に下がることが予想される。これより、日本と台湾の買取価格が共に下がりながら、その差は小さくなっていくと思われる。

また、同じ洋上風力発電とはいえ、他国で発電された電力を固定価格買取制度により買い取ることは現行の制度では想定されていない為、新たな枠組みが必要と考えられる。

5) まとめ

九州-沖縄-台湾連系線の構想を提唱し、建設と運用について考察を行った。その結果、この連系線は、洋上風力発電の導入量の拡大に貢献出来ることを示した。

なお、実現に向けて、海域の種類つまり領海・排他的経済水域(EEZ)・公海により規制等が異なることに留意する必要がある。そして、ルート選定の際は、周辺の国々との安全保障に関しても配慮しなければならない。また、漁業権に関しては、利害関係者との充分な対話と共に適切な補償を行うべきであると考えられる。

参考文献

[6.1] 総務省、平成 14 年版 情報通信白書 http://www.soumu.go.jp/johotsusintokei/whitepaper/ja/h14/html/E2051200.html
[6.2] 自然エネルギー財団、アジア国際送電網 https://www.renewable-ei.org/asg/about/
[6.3] 岩本晃一、洋上風力発電(2012) p150、日刊工業新聞社
[6.4] 内閣府、第 3 期海洋基本計画 https://www8.cao.go.jp/ocean/policies/plan/plan03/plan03.html
[6.5] 経済産業省、第 5 次エネルギー基本計画 https://www.meti.go.jp/press/2018/07/20180703001/20180703001.html
[6.6] 経済産業省、再エネ海域利用法 https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/yojo_furyoku/index.html
[6.7] 経済産業省、再エネ海域利用法における今後の促進区域の指定に向けて有望な区域等を整理しました 2019 年 7 月 30 日 https://www.meti.go.jp/press/2019/07/20190730001/20190730001.html
[6.8] 経済産業省、長崎県五島市沖について，再エネ海域利用法に基づく促進区域の指定を行いました 2019 年 12 月 27 日 https://www.meti.go.jp/press/2019/12/20191227002/20191227002.html
[6.9] アジア国際送電網研究会、第 2 次報告書 2018 年 6 月 https://www.renewable-ei.org/activities/reports/20180614.html
[6.10] European Commission、JRC Technical Report、HVDC Submarine Power Cables in the World 2015 https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC97720/ld-na-27527-en-n.pdf
[6.11] ENTSO-E、Offshore Transmission Technology 2011.11.24 https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/SDC/European_offshore_grid_-_Offshore_Technology_-_FINALversion.pdf
[6.12] First South East European Regional CIGRÉ Conference, Portoroz 2016, Deep Water Power Cable Systems? – Indeed! http://hro-cigre.hr/downloads/SEERC_CD/papers/topic_2/2-06_paper.pdf
[6.13] 日本風力発電協会、洋上風力発電の導入推進に向けて 2018 年 2 月 28 日提言 http://jwpa.jp/k5u8z6e6/gfisf4vk/180315_offshore_proposal.pdf
[6.14] アジア国際送電網研究会 中間報告書 2017 年 4 月
https://www.renewable-ei.org/activities/reports/20170419.html
[6.15] アジア国際送電網研究会 第 2 次報告書 2018 年 6 月
https://www.renewable-ei.org/activities/reports/20180614.html
[6.16] アジア国際送電網研究会 第 3 次報告書 2019 年 7 月
https://www.renewable-ei.org/activities/reports/20190731.php

[6.17] 経済産業省(METI)、第 46 回 調達価格等算定員会 2019 年 9 月 24 日 https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/046_01_00.pdf
[6.18] 経済産業省(METI)、第 49 回 調達価格等算定員会 2019 年 11 月 5 日 https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/049_01_00.pdf
[6.19] 外務省、JAPAN SDGs Action Platform https://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/oda/sdgs/index.html
[6.20] CAN-Japan 2019 年 12 月 3 日 https://www.can-japan.org/press-release-ja/2636
[6.21] 経済産業省(METI)、第 5 回 電力レジリエンス WG 2019 年 10 月 3 日 https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan_shohi/denryoku_anzen/tettou/pdf/20191204_report_01.pdf
[6.22] 電力広域的運営推進機関(OCCTO)、平成 30 年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会最終報告 https://www.occto.or.jp/iinkai/hokkaido_kensho/files/181219_hokkaido_saishu_gaiyou.pdf
[6.23] 自然エネルギー財団、アジアスーパーグリッド https://www.renewable-ei.org/asg/
[6.24] North Sea Wind Power Hub Programme https://northseawindpowerhub.eu/wp-content/uploads/2019/11/NSWPH-Drieluik-Herdruk_v01.pdf
[6.25] IEA, World Energy Outlook 2019
[6.26] 自然エネルギー財団、アジア国際送電網研究会 第 2 次報告書 2018 年 6 月 https://www.renewable-ei.org/activities/reports/img/20180614/20180614_ASG_SecondReport_JP.pdf
[6.30] 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)、洋上風況マップ(NeoWins) http://app10.infoc.nedo.go.jp/Nedo_Webgis/index.html
[6.31] 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)、ワイブル定数についての補足 http://app8.infoc.nedo.go.jp/nedo/Weibull.pdf
[6.32] 九州電力 データブック 2019 http://www.kyuden.co.jp/var/rev0/0231/5384/data_book_2019_all_d.pdf
[6.33] 沖縄電力 会社概要 2019 https://www.okiden.co.jp/shared/pdf/corporate/brochure/2019_corporate.pdf
[6.34] 台湾電力 ウェブサイト https://www.taipower.com.tw/en/page.aspx?mid=4426
[6.35] 自然エネルギー財団、アジア国際送電網研究会 第 2 次報告書 https://www.renewable-ei.org/activities/reports/img/20180614/20180614_ASG_SecondReport_JP.pdf
[6.36] 経済産業省 資源エネルギー庁、なっとく再生可能エネルギー 固定価格買取制度 https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_kakaku.html
[6.37] 経済産業省 資源エネルギー庁、再エネ海域利用法 https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/yojo_furyoku/index.html
[6.38] 経済産業省 資源エネルギー庁、長期エネルギー需給見通しについて https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/pdf/report_01.pdf
[6.39] IEA (International Energy Agency)、World Energy Outlook 2019 (Table14.3 Polici

es targeting at least 10 GW of offshore wind by 2030)
[6.42] 台湾電力、電源構成の推移 https://www.taipower.com.tw/en/news_noclassify_info.aspx?id=4189&chk=0d95b8f2-ec2e-4a51-888a-015769c9bebd&mid=4440&param=pn%3d1%26mid%3d4440%26key%3d
[6.43] 台湾電力、1 週間分の需給予測 https://www.taipower.com.tw/en/page.aspx?mid=4485
[6.44] 石原 孟、洋上風力発電実用化に向けたこれまでの取組 http://windeng.t.u-tokyo.ac.jp/ishihara/article/2017-7.pdf
[6.45] 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)、ワイブル定数についての補足 http://app8.infoc.nedo.go.jp/nedo/Weibull.pdf

データ情報

[6.27] 日本卸電力取引所(JEPX)、取引情報 http://www.jepx.org/market/index.html
[6.28] 韓国電力取引所(KPX)、Electric Power Statistics Information System http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkmaSmpShdChart.do?menuId=050202&locale=eng
[6.29] 三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング、外国為替相場情報 http://www.murc-kawasesouba.jp/fx/past_3month.php
[6.40] 九州電力送配電、系統情報の公開 https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure.html
[6.41] 沖縄電力、需給関連情報の公表 https://www.okiden.co.jp/business-support/service/supply-and-demand/

第 7 章　結論

本論文により、海底電力ケーブルを活用することにより再生可能エネルギーの導入拡大が可能であることを示すことが出来た。

各章における成果の概要は以下の通りである。

第 2 章では、社会の共有財産である海底の利用として、既に広く利用されている通信分野での実績や動向をまとめ、そして電力分野での実績や動向もまとめた。さらに、それらを比較することにより、電力以外の分野では利用が進んでいるにも関わらず、電力の分野では利用があまりされていないことが判明した。

次に、第 3 章では、電力のレジリエンスを高める方法として注目され始めている発電船に関して、これまであまり検討が進んでいない海底電力ケーブルについて、そのカテナリー形状を分析した。これにより、発電船の動揺に対する海底電力ケーブルの安全性について指標を示すことが出来た。

そして、第 4 章では、日本に 9 つある電力エリアを相互に接続する地域間連系線に関して、再生可能エネルギーの導入と併せて検討し、隣接する電力エリアの揚水発電を有効利用することによって、太陽光発電の出力抑制を緩和し収益を上げることが可能であることを九州・中国エリアの実際のデータに基づき示すことが出来た。また、地域間連系線の間接送電権へ太陽光発電が及ぼす影響も分析した。

さらに、第 5 章では、日本でもようやく本格的に導入が始まってきた洋上風力発電に関して現状を分析すると共に、拠点港に関して導入量の見通しや開発中の案件を考慮した提案を行った。また、浮体式の洋上風力発電を活用した風況の季節依存への対応も示した。

最後に、第 6 章では、国際送電網の可能性を追求した。はじめに、日本列島を海底電力ケーブルで囲む Japan Power Highway 構想を提唱し、そのルート及び建設費と投資回収に関して分析を行い、妥当性を示した。続いて、アジア国際送電網の構想を紹介しながら、課題をまとめた。そして、アジア国際送電網が実施される契機として、日本と韓国による共同の洋上風力発電所を提案し、その建設費と投資回収に関して分析を行った。さらに、九州と沖縄と台湾を相互に結ぶ九州-沖縄-台湾連系線の構想を提唱し、そのルート及び建設費と投資回収に関して分析を行った。これらにより、国際送電網の大きな可能性を具体的にまとめることが出来た。

以上より、海底電力ケーブルを活用することにより、日本でも再生可能エネルギーの導入がさらに進み、それにより気候変動対策及びより安価な電源となることを示した。

本研究成果は、海底電力ケーブルを活用した再生可能エネルギーの導入拡大に大きく寄与すると考えられる。

以上

謝辞

東京海洋大学学術研究院海事システム工学部門教授の南清和先生には、本研究を遂行するにあたり大変親切なご指導並びにとても貴重なご助言を賜り、深く御礼申し上げます。

東京海洋大学学術研究院海事システム工学部門准教授の増田光弘先生には、研究の折に触れ海洋工学の難しさや面白さ等をご教授頂き、研究を継続する励みになりました。また、ご多忙の中、本論文の審査をして頂きました。ここに深い感謝の意を表します。

東京海洋大学学術研究院海事システム工学部門教授の辺見真先生には、ご多忙の中、本論文の審査をして頂きました。ここに感謝の意を表します。

そして、研究室の学生の皆様には、日々の研究の進捗等を報告し合う中で、お互い刺激し合うことが出来ました。ここに感謝致します。

著者が所属する公益財団法人　自然エネルギー財団の設立者であるソフトバンクグループ代表の孫正義会長には、自然エネルギー政策についての調査研究や提言等を行う財団を設立して頂き、あらためてここに深い感謝の意を表します。

公益財団法人　自然エネルギー財団のトーマス・コーベリエル理事長及び末吉竹二郎代表理事には、気候変動に対する自然エネルギーの果たす役割の重要性をご教授頂き、ここに感謝の意を表します。

公益財団法人　自然エネルギー財団の大野輝之常務理事及び大林ミカ事業局長には、自然エネルギー政策についての調査研究や提言を行う際にいつもご指導頂き、ここに感謝の意を表します。

そして、公益財団法人　自然エネルギー財団の研究員の皆様には、日々非常に貴重なご意見を頂きながら活動させて頂いています。ここに感謝致します。

最後に、ここまで支えてくださった家族や友人に心より感謝致します。